



Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado  
de la República Dominicana, Inc.

Calle 3 No. 3, Arroyo Hondo 1ero.  
Santo Domingo, D.N. República Dominicana  
Tel: 809-732-9330 | 829-732-9330 | Fax: 809-541-5457  
[www.oc.org.do](http://www.oc.org.do)

OC-SENI República Dominicana

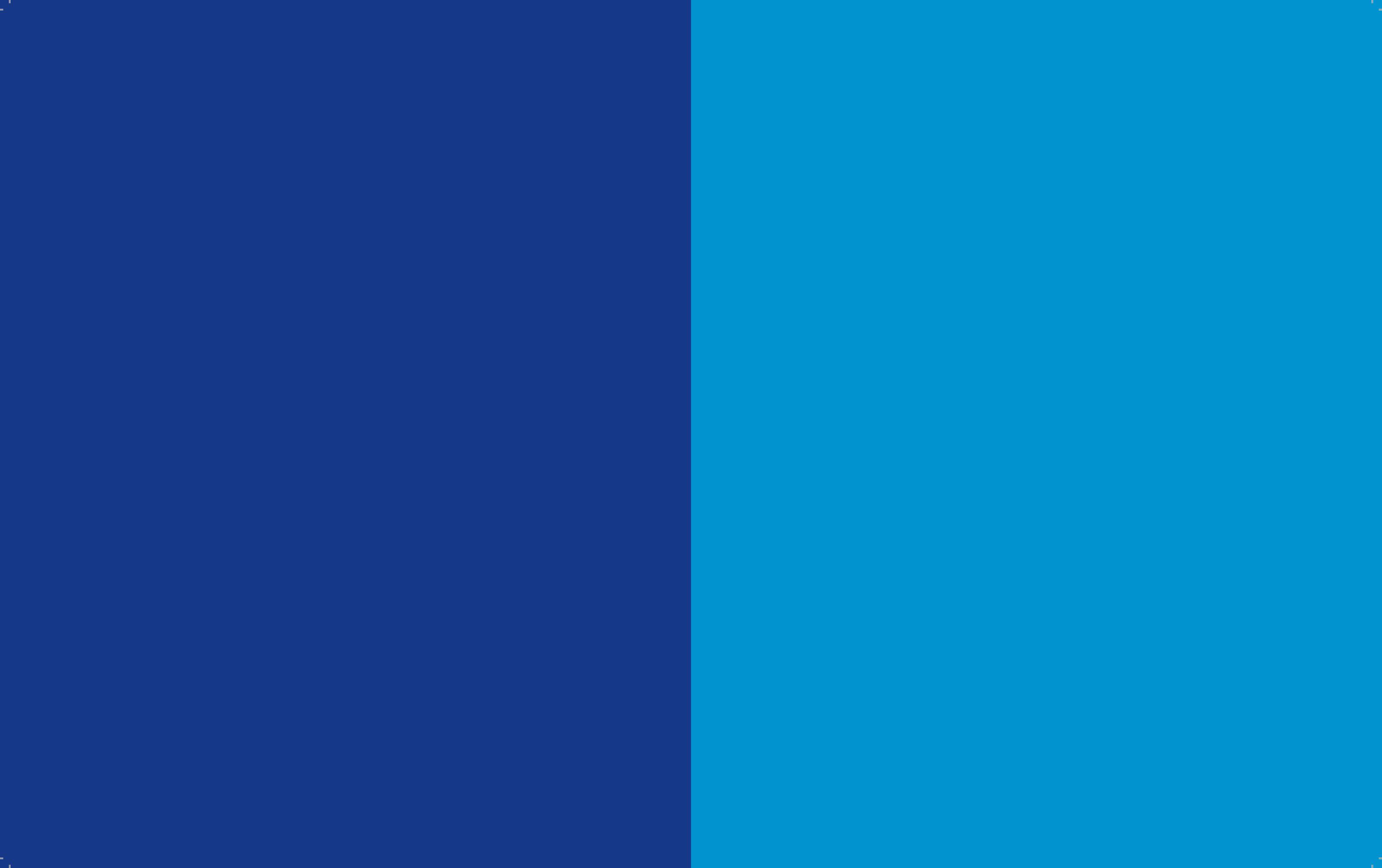
MEMORIA 2011



MEMORIA 2011

Organismo Coordinador del  
Sistema Eléctrico Nacional Interconectado  
de la República Dominicana, Inc.











Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado  
de la República Dominicana, Inc.

Santo Domingo, D.N.



# MEMORIA 2011



Organismo Coordinador del  
Sistema Eléctrico Nacional Interconectado  
de la República Dominicana, Inc.





### Carta del Gerente General

14

17

#### 1. El Organismo Coordinador

1.1. Creación	18
1.2. Constitución legal	18
1.3. Visión	18
1.4. Misión	19
1.5. Valores	19
1.6. Agentes asociados	19
1.6.1. Bloque de Generación	19
1.6.2. Bloque de Generación Hidroeléctrica	20
1.6.3. Bloque de Transmisión	20
1.6.4. Bloque de Distribución	20
1.7. Estructura organizacional	20
1.8. Ejecutivos y empleados	20
1.8.1. Consejo de Coordinación	20
1.8.2. Gerencia General	21
1.8.3. Gerencia de Operaciones	21
1.8.4. Gerencia Comercial	21
1.8.5. Gerencia de Administración, Finanzas y Tecnología	21

33

#### 2. Informe de Gestión

2.1. Decisiones del Consejo de Coordinación	34
2.2. Actividades e informes regulares	34
2.3. Actividades y estudios relevantes	34
2.4. Proyecto de habilitación de sistemas de medición comercial	36
2.5. Estudios para la entrada en operación de la línea de transmisión a 345 kV	36
2.6. Proyectos del Banco Mundial	37
2.6.1. Sistema integral e integrado de manejo y administración de datos (SIIMAD/Data Wharehouse)	37
2.6.2. Estudio integral de protecciones del SENI	38
2.7. Capacitación	38
2.8. Ejecución presupuestaria	40

<b>41</b>	<b>3. Características del SENI</b>	
	3.1. Generación	42
	3.2. Transmisión	46
	3.3. Distribución	46
	3.4. Sistema de Medición Comercial (SMC)	47

<b>49</b>	<b>4. Operación del SENI</b>	
	4.1. Generación	50
	4.2. Restricciones de transmisión	59
	4.3. Análisis de eventos ocurridos en el SENI	60
	4.4. Indicadores de la operación	65
	4.4.1. Indicadores de calidad de la frecuencia	65
	4.4.2. Indicadores de calidad del voltaje	67
	4.4.3. Desviación en el pronóstico horario de abastecimiento de demanda de las distribuidoras	68
	4.4.4. Indicador de indisponibilidad de generación	69

<b>71</b>	<b>5. Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista</b>	
	5.1. Balance de energía	72
	5.2. Balance definitivo de potencia	74
	5.3. Demanda máxima anual	77
	5.4. Tasa de cambio	79
	5.5. Costos marginales de energía	79
	5.6. Costos marginales de potencia	83
	5.7. Transacciones de energía	84
	5.8. Transacciones definitivas de potencia	95
	5.9. Pago por derecho de conexión	108
	5.10. Transferencia por derecho de conexión	110
	5.11. Servicio de regulación de frecuencia	116
	5.12. Otras transacciones	119
	5.13. Resumen de transacciones económicas	123

<b>125</b>	<b>6. Estadísticas Anuales</b>	
	6.1. Evolución de la capacidad instalada	126
	6.2. Evolución de costos de producción	128
	6.3. Evolución de la energía generada y consumida	129
	6.4. Evolución de la potencia de punta	134
	6.5. Evolución de las salidas totales del SENI	135
	6.6. Evolución de las transacciones económicas	136

	<b>7. Estados Financieros</b>	<b>141</b>
--	-------------------------------	------------

	<b>8. Anexos</b>	<b>165</b>
--	------------------	------------

## TABLAS

Tabla 3-1. Capacidad instalada y por unidad en el 2011 (Mw)	42
Tabla 3-2. Capacidad instalada según tecnología por agente en el 2011 (Mw)	44
Tabla 3-3. Capacidad instalada según fuente primaria de energía por agente en el 2011 (Mw)	45
Tabla 3-4. Esquema de deslastre de carga en distribución de desde el 2010	46
Tabla 3-5. Estadística de puntos de conexión visitados en el año 2011	47
Tabla 4-1. Listas de orden de mérito según promedio CVD en el 2011 (RD\$/Mwh)	50
Tabla 4-2. Generación en el SENI por unidad en el 2011 (Mwh)	52
Tabla 4-3. Generación en el SENI por agente del MEM en el 2011 (Mwh y %)	55
Tabla 4-4. Requerimientos de análisis detallados de eventos en el 2011	61
Tabla 5-1. Balance de energía 2011 (Gwh)	72
Tabla 5-2. Balance de energía 2011 (%)	73
Tabla 5-3. Balance definitivo de potencia 2011 (Mw) (%)	75
Tabla 5-4. Pronóstico demanda máxima y máxima demanda anual real 201 (Kw)	77
Tabla 5-5. Costo marginal tope de energía en el 2011 (US\$/Mwh)	79
Tabla 5-6. Horas en que el costo marginal mayor o igual al costo marginal tope en el 2011	81
Tabla 5-7. Subsistemas en el 2011 con incidencia en las transacciones económicas	82
Tabla 5-8. Costo marginal de potencia de punta en barra de referencia 2011	83
Tabla 5-9. Inyecciones de energía 2011 (Gwh)	84
Tabla 5-10. Retiros de energía 2011 (Gwh)	86
Tabla 5-11. Transferencias de energía en el mercado spot 2011 (Gwh)	88
Tabla 5-12. Resumen de transacciones de energía 2011 (Gwh)	89
Tabla 5-13. Inyecciones de energía 2011 (millones de RD\$)	90
Tabla 5-14. Retiros de energía 2011 (millones de RD\$)	91
Tabla 5-15. Transferencias de energía en el mercado spot 2011 (millones de RD\$)	93
Tabla 5-16. Resumen de transacciones de energía 2011 (millones de RD\$)	94

Tabla 5-17. Potencia firme por unidad generadora 2011	95
Tabla 5-18. Inyecciones de potencia 2011(Mw)	96
Tabla 5-19. Retiros de potencia 2011 (Mw)	98
Tabla 5-20. Transferencias de potencia en el mercado spot 2011 (Mw)	100
Tabla 5-21. Resumen de transacciones de potencia 2011	101
Tabla 5-22. Inyecciones de potencia 2011 (millones de RD\$)	102
Tabla 5-23. Retiros de potencia 2011 (millones de RD\$)	104
Tabla 5-24. Transferencias de potencia en el mercado spot 2011 (millones de RD\$)	106
Tabla 5-25. Resumen de transacciones de potencia 2011 (millones RD\$)	107
Tabla 5-26. Peaje de transmisión unitario 2011 según resolución SIE 06-2006	108
Tabla 5-27. Peaje de transmisión y derecho de conexión unitario 2011	108
Tabla 5-28. Pagos por derecho de conexión 2011 (millones de RD\$)	109
Tabla 5-29. Inyecciones por derecho de conexión 2011 (millones RD\$)	110
Tabla 5-30. Retiros por derecho de conexión 2011 (millones RD\$)	112
Tabla 5-31. Transferencia por derecho de conexión 2011 (millones de RD\$)	114
Tabla 5-32. Resumen de transacciones de derecho de conexión 2011 (millones de RD\$)	115
Tabla 5-33. Remuneración servicio de regulación de frecuencia 2011(millones de RD\$)	116
Tabla 5-34. Transacciones por regulación de frecuencia en el 2011 (millones de RD\$)	118
Tabla 5-35. Compensaciones por resolución SIE 08-2011 (millones de RD\$)	119
Tabla 5-36. Efecto del costo marginal tope en las transacciones económicas de energía 2012	120
Tabla 5-37. Resumen de transacciones económicas entre agentes del MEM 2011	123
Tabla 6-1. Evolución capacidad instalada (Mw y %)	126
Tabla 6-2. Generación de energía eléctrica en el SENI 2001-2011	129
Tabla 6-3. Retiros de energía 2001-2011	130
Tabla 6-4. Generación en el SENI por unidad en el 2011	131
Tabla 6-5. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2011	134
Tabla 6-6. Promedio mensual de la tasa de cambio 2001-2011 (RD\$/US\$)	136



## FIGURAS

Figura 1-1. Tendencia de la ejecución del Proyecto HSMC	36
Figura 4-1. Listas de orden de mérito según promedio CVD en el 2011 (RD\$/MWh)	51
Figura 4-2. Disponibilidad de generación y requerimiento de demanda en el 2011.	54
Figura 4-3. Generación mensual del SENI por tecnología en el 2011 (Mwh)	56
Figura 4-4. Generación mensual del SENI por tecnología en el 2011 (%)	56
Figura 4-5. Generación total del SENI por tecnología en el 2011 (%)	57
Figura 4-6. Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía en el 2011 (Mwh)	57
Figura 4-7. Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía en el 2011 (%)	58
Figura 4-8. Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía en el 2011 (%)	58
Figura 4-9. Desacoples físicos y/o económicos en el 2011	59
Figura 4-10. Número de eventos ocurridos en el SENI en el 2011	60
Figura 4-11. Identificación de las causas de los eventos ocurridos en el SENI en el 2011	61
Figura 4-12. Número de eventos analizados en el 2011	62
Figura 4-13. Porcentaje de eventos analizados en el 2011	62
Figura 4-14. Tipo de falla identificada en los eventos ocurridos en el 2011	63
Figura 4-15. Porcentaje de recomendaciones realizadas a los agentes en el 2011	63
Figura 4-16. Cantidad de recomendaciones realizadas a los agentes en el 2011	64
Figura 4-17. Cantidad de eventos por mes en el 2011	64
Figura 4-18. Tiempo promedio con frecuencia 2011 dentro del rango $60\pm 0.15$ (Hz)	65
Figura 4-19. Tiempo promedio con frecuencia 2011 dentro del rango $60\pm 0.25$ (Hz)	66
Figura 4-20. Evolución de la calidad de la frecuencia en el SENI promedio mensual período 2009 - 2011	66
Figura 4-21. Márgenes de regulación promediado período 2009 - 2011	67

Figura 4-22. Evolución de la calidad del voltaje en el SENI - promedio mensual año 2011	67
Figura 4-23. Promedio diario de duración del voltaje en barras del SENI en 345 Kv, 138 Kv y 69 Kv – Año 2011	68
Figura 4-24. Porcentaje de desviación horaria del pronóstico de demanda rango $\pm 5\%$	68
Figura 4-25. Evolución de la indisponibilidad total de generación - 2011	69
Figura 5-1. Tasa de cambio para las transacciones económicas 2011 (RD\$/US\$)	79
Figura 5-2. Costo marginal tope de energía resolución SIE 03-2011	80
Figura 5-3. Costo marginal de corto plazo de energía en barra de referencia 2011 – RD\$/Mwh	80
Figura 6-1. Evolución de la capacidad instalada del SENI por tecnología 2000-2011 (Nw)	127
Figura 6-2. Evolución de la capacidad instalada del SENI por tecnología 2000-2011 (%)	127
Figura 6-3. Costo promedio mensual del fuel oil 2001-2011 (RD\$/Gal)	128
Figura 6-4. Costo promedio mensual del carbón mineral 2001-2011 (RD\$/Lb)	128
Figura 6-5. Costo promedio mensual del gas natural 2003-2011 (RD\$/MMBTU)	129
Figura 6-6. Retiros de energía 2001-2011	130
Figura 6-7. Evolución de la energía generada por tecnología 2000-2011 (Gwh)	133
Figura 6-8. Composición porcentual de la energía generada por tecnología 2000-2011 (%)	133
Figura 6-9. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2011	134
Figura 6-10. Salidas totales del SENI 1988-2011	135
Figura 6-11. Promedio mensual de la tasa de cambio 2001-2011	137
Figura 6-12. Costos marginales de corto plazo de energía promedio 2001-2011	138
Figura 6-13. Costos marginales de potencia de punta mensual 2001-2011	138
Figura 6-14. Transacciones económicas 2001-2011	139





## CARTA DEL GERENTE GENERAL

Presentamos la Memoria Anual 2011 del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) que contiene una síntesis de las actividades, planes y proyectos realizados por la institución durante el año, así como las estadísticas de la operación del SENI y las transacciones económicas entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En este ejemplar se distinguen los siguientes capítulos:

- 1) EL ORGANISMO COORDINADOR. Presentación de la institución.
- 2) INFORME DE GESTIÓN 2011. Resumen de las actividades del año.
- 3) CARACTERÍSTICAS DEL SENI. Instalaciones que conforman el SENI.
- 4) OPERACIÓN DEL SENI. Evolución de la producción de electricidad en el SENI en el año.
- 5) MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. Evolución de las transacciones económicas del MEM en el año.
- 6) ESTADÍSTICAS ANUALES. Síntesis del SENI y del MEM en los últimos años.
- 7) ESTADOS FINANCIEROS. Estados financieros junto al informe de los auditores.
- 8) ANEXOS. Información del OC-SENI, de los Agentes del MEM y del SENI.

A continuación se presentan los siguientes indicadores que permiten evaluar en perspectiva el desempeño del SENI y del MEM en el año.

- 1) La oferta de capacidad de generación del SENI a diciembre de 2011 fue de 3,004.55 MW, lo que significa un incremento del 1.0% respecto de diciembre de 2010 (2,959.6 MW).
- 2) La Demanda Máxima Anual coincidente del SENI, es decir la máxima demanda bruta media horaria registrada en las horas de punta, ocurrió en la hora 21 del 11 de agosto y fue de 1,881.45 MW, es decir un 4.8% superior al registro observado en el 2010 (1,795.18 MW).

- 3) Los Sistemas de Medición Comercial de los Agentes del MEM registraron que el aporte de energía al SENI en el 2011 fue de 12,478GWh, lo que equivale a un incremento de 3.9% respecto de 2010 (12,012GWh). Aproximadamente el 12.1% de la producción lo aportaron las unidades hidroeléctricas, 32.0% los motores de combustión interna, 16.2% las turbinas a vapor, 27.6% los ciclos combinados y 12.0% las turbinas a gas.
- 4) El promedio anual de los Costos Marginales de Corto Plazo de energía en el nudo Palamara 138kV fue de 7,092\$/MWh (USD186.1/MWh). Se observa un sustancial incremento de 40.7% respecto del promedio anual de 5,038.91RD\$/MWh (136.91USD/MWh) registrado en el 2010.
- 5) El Costo Marginal de Potencia de Punta promedio en 2011 fue de 311.43RD\$/kW-mes y representa un incremento de 5.6% respecto del 2010 (295.03RD\$/kW-mes).
- 6) El Derecho de Conexión Unitario promedio anual de potencia firme fue de 112.11 RD\$/kW-mes y corresponde a una reducción del 12.6% respecto del mismo promedio en el 2010 (128.32 RD\$/kW-MES).
- 7) En el Mercado Spot se transaron 27,146 Millones de RD\$, un 66.4% superior al registrado en el 2010 (16,316 Millones de RD\$), y estuvieron conformadas en un 66.2% por las transacciones económicas de Energía, 6.8% por Potencia, 9% por Pago de Derecho de Conexión, 2.4% por Transferencias de Derecho de Conexión, 9.5% por Servicios de Regulación de Frecuencia y 6.1% por las transferencias originadas por las compensaciones a las unidades de generación establecidas en la Resolución SIE 08-2011.

Por último, deseo manifestar mi reconocimiento al personal del OC-SENI por su desempeño y compromiso, así como también extender a nombre de la institución nuestro agradecimiento al Consejo de Coordinación, a los Agentes del MEM y a las autoridades del sector por el respaldo a nuestra labor durante todos estos años.

Oswaldo Irusta Zambrana  
Gerente General





## 1. EL ORGANISMO COORDINADOR

## **1. EL ORGANISMO COORDINADOR**

### **1.1 CREACIÓN**

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI) fue creado el 29 de octubre de 1998, mediante la Resolución N° 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, para coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.

Posteriormente, la Ley General de Electricidad N°125-01, promulgada el 26 de julio de 2001, establece que las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, deben coordinar la operación de sus instalaciones para prestar el mejor servicio al mínimo costo, y que para ello deben constituir e integrar un organismo que coordine la operación de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización en el SENI, denominado Organismo Coordinador (OC-SENI).

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, emitido mediante Decreto N° 555-02 del 19 de julio de 2002, y modificado por los Decretos N° 749-02 y N° 494-07, reglamenta las funciones del OC-SENI y establece que debe estar constituido, a los fines de obtener personalidad jurídica propia, como una asociación sin fines de lucro.

### **1.2 CONSTITUCIÓN LEGAL**

El 30 de abril de 2008 se realiza la Asamblea Constitutiva a partir de la cual se declaró constituido el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, de acuerdo a los términos establecidos en el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad.

Posteriormente, la Resolución N° 34 del 11 de junio de 2008 de la Procuraduría General de la República aprueba su incorporación como institución sin fines de lucro, de conformidad a la Ley de Regulación y Fomento de las Asociaciones Sin Fines de Lucro N° 122-05 del 8 de abril de 2005.

### **1.3 VISIÓN**

Seremos en el 2015 la entidad de mayor proactividad, capacidad técnica y credibilidad del Sector Eléctrico Dominicano, comprometidos con su desarrollo sostenible.

## **1.4 MISIÓN**

Ser un organismo independiente que planifica y coordina la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana de forma segura, con la calidad adecuada y al mínimo costo; y determina las transacciones económicas entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, conforme a la normativa.

## **1.5 VALORES**

El OC-SENI ejerce sus funciones en apego a los siguientes valores núcleo:

- Credibilidad
- Apego a la Normativa
- Transparencia
- Responsabilidad.

## **1.6 AGENTES ASOCIADOS**

Al 31 de diciembre de 2011 el OC-SENI está integrado por las siguientes empresas agrupadas en cuatro bloques que se distinguen a continuación.

### **1.6.1 BLOQUE DE GENERACIÓN**

1. AES ANDRES (AES Andrés)
2. CEPP (Compañía de Electricidad de Puerto Plata, S. A.)
3. DPP (Dominican Power Partners LDC)
4. FALCONBRIDGE (Falconbridge Dominicana, C. por A.)
5. GPLV (Generadora Palamara - La Vega)
6. HAINA (Empresa Generadora de Electricidad de Haina, S. A.)
7. ITABO (Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S. A.)
8. LAESA (Consortio La Electricidad de Santiago, Ltd.)
9. METALDOM (Complejo Metalúrgico Dominicano, C. por A.)
10. PVDC, (Pueblo Viejo Dominicana Corporation, S. A.)
11. SEABOARD (Transcontinental Capital Corporation (Bermuda), Ltd.)

### **1.6.2 BLOQUE DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA**

13. EGEHID (Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana)

### **1.6.3 BLOQUE DE TRANSMISIÓN**

14. ETED (Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana)

### **1.6.4 BLOQUE DE DISTRIBUCIÓN**

15. EDEESTE (Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A.)
16. EDENORTE (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S. A.)
17. EDESUR (Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S. A.)

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, establece que la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) es un Agente del Mercado Eléctrico Mayorista, mientras administre contratos de compra de energía suscritos con los productores privados independientes (IPP) interconectados al SENI.

Al 31 de diciembre de 2011 los IPP interconectados al SENI eran los siguientes:

- CESPM (Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís)
- SAN FELIPE (Generadora San Felipe)

## **1.7 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL**

Al 31 de diciembre de 2011, en el OC-SENI laboran 60 empleados distribuidos en 4 gerencias de la siguiente forma:

- 4 en la Gerencia General;
- 28 en la Gerencia de Operaciones;
- 12 en la Gerencia Comercial; y
- 16 en la Gerencia de Administración, Finanzas y Tecnología.

## **1.8 EJECUTIVOS Y EMPLEADOS**

### **1.8.1 CONSEJO DE COORDINACIÓN**

Es la autoridad máxima del OC-SENI y tiene la responsabilidad de velar por el cumplimiento de las disposiciones y funciones que establece la normativa que regula al sector eléctrico.

El Consejo de Coordinación está conformado por:

- Un representante de la Superintendencia de Electricidad (SIE) que lo preside;
- Un representante del Bloque de Generación;
- Un representante del Bloque de Generación Hidroeléctrica;
- Un representante del Bloque de Transmisión; y
- Un representante del Bloque de Distribución.

La tabla muestra los miembros del Consejo de Coordinación durante el 2011.

Nombre	Cargo	Inicio	Término
Juan Bautista Gómez	Representante de la SIE (Presidente)	Abr-11	Permanece al 31/12/11
Daniel Ramírez	Representante suplente de la SIE	Ago-10	Permanece al 31/12/11
Nelson Carbonell	Representante suplente de la SIE	Jun-05	Permanece al 31/12/11
Freddy Obando (AES Andrés)	Representante del Bloque de Generación	Ene 11	Permanece al 31/12/11
Adalberto García (AES Andrés)	Representante suplente Bloque de Generación	Ene-11	Permanece al 31/12/11
Víctor Ventura	Representante EGEHID	Ene-10	Permanece al 31/12/11
Ernesto Caamaño	Representante suplente EGEHID	Mar-03	Permanece al 31/12/11
Miscelani Franco	Representante suplente EGEHID	Ago-03	Permanece al 31/12/11
Julián Santana	Representante ETED	Ago-04	Permanece al 31/12/11
Ruddy Ramírez	Representante suplente ETED	Ago-04	Permanece al 31/12/11
José Meléndez	Representante suplente ETED	Ago-04	Permanece al 31/12/11
Mirna Lorenzo (CDEEE)	Representante del Bloque de Distribución	Ene-10	Permanece al 31/12/11
Gregorio Ortega (EDENORTE)	Representante suplente del Bloque de Distribución	Sep-09	Permanece al 31/12/10

### 1.8.2 GERENCIA GENERAL

La Gerencia General planifica, dirige y coordina el funcionamiento del OC-SENI y la operación de sus gerencias, y es responsable por todas las actividades técnicas y administrativas de la organización como por el uso de sus recursos.

### 1.8.3 GERENCIA DE OPERACIONES

La Gerencia de Operaciones elabora la programación de la operación de corto, mediano y largo plazo del SENI buscando el abastecimiento confiable y seguro a un mínimo costo económico, y supervisa la operación en tiempo real del sistema.

### 1.8.4 GERENCIA COMERCIAL

La Gerencia Comercial supervisa los Sistemas de Medición Comercial y calcula las transacciones económicas entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

### 1.8.5 GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y TECNOLOGÍA

La Gerencia de Administración, Finanzas y Tecnología brinda soporte a las labores de las demás gerencias de la organización, proporcionando apoyo logístico, administrativo, financiero y tecnológico.

## CONSEJO DE COORDINACIÓN



**Juan Bautista Gómez**  
Representante de la SIE  
(Presidente)



**Daniel Ramírez**  
Representante suplente de la SIE



**Nelson Carbonell**  
Representante suplente de la SIE



**Maira Suárez**  
Asistente del Presidente  
del Consejo



**Adalberto García**  
Representante suplente del  
Bloque de Generación



**Freddy Obando**  
Representante del Bloque  
de Generación



Ernesto Caamaño  
Representante  
suplente EGEHID



Víctor Ventura  
Representante EGEHID



Julián Santana  
Representante ETED



Ruddy Ramírez  
Representante suplente ETED



Gregorio Ortega (EDENORTE)  
Representante SUPLENTE del  
Bloque de Distribución



Mirna Lorenzo (CDEEE)  
Representante del Bloque  
de Distribución

GERENCIA GENERAL





GERENCIA DE OPERACIONES





GERENCIA COMERCIAL





GERENCIA ADMINISTRACIÓN,  
FINANZAS Y TECNOLOGÍA









## 2. INFORME DE GESTIÓN



## **2. INFORME DE GESTIÓN**

### **2.1 DECISIONES DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN**

El Consejo de Coordinación sesionó en cuarenta y una (41) reuniones ordinarias durante el 2011, y emitió cincuenta y ocho (58) resoluciones. Entre los acuerdos y resoluciones regulares destacan los siguientes:

- Plan Estratégico de la Organización 2011-2015.
- Plan Operativo Anual 2011 y Presupuesto de Gastos.
- Aportes Financieros.
- Informes mensuales de Transacciones Económicas entre Agentes del MEM.

### **2.2 ACTIVIDADES E INFORMES REGULARES**

El Organismo Coordinador desarrolla sus actividades de acuerdo a las normas del sector y a las determinaciones del Consejo de Coordinación. Los resultados de estas actividades se encuentran en los programas e informes correspondientes y que principalmente fueron enviados bajo la siguiente secuencia:

- Antes del 15 de febrero, se envió a los Agentes y a la SIE un Informe Anual Resumido sobre las condiciones de operación del SENI y del MEM a través del año calendario 2010, acompañado de los antecedentes de producción, demanda, hechos relevantes, transacciones económicas y precios del mercado spot.
- Antes de los primeros nueve (9) días laborables de cada mes, se envió a los Agentes y a la Superintendencia de Electricidad (SIE) las versiones preliminares de los Informes de Transacciones Económicas correspondientes al mes anterior.
- Antes del 23 de cada mes, se envió a los Agentes y a la SIE los Programas de Operación de Mediano Plazo, y los Informes Definitivos correspondientes al mes anterior sobre i) la Operación Real del Sistema, ii) las Transacciones Económicas y iii) la Gestión del Organismo Coordinador, en el último de los cuales se presentan las ejecuciones presupuestarias mensuales y acumuladas, la relación de los saldos de las aportaciones pendientes para cada uno de los Agentes; los estados financieros y el detalle de las actividades desarrolladas por la institución.

### **2.3 ACTIVIDADES Y ESTUDIOS RELEVANTES**

Durante el 2011 se desarrolló una serie de actividades orientadas al apoyo de los Agentes del MEM y de las instituciones del Estado, así como a la propia organización. Entre las actividades se pueden destacar las siguientes:

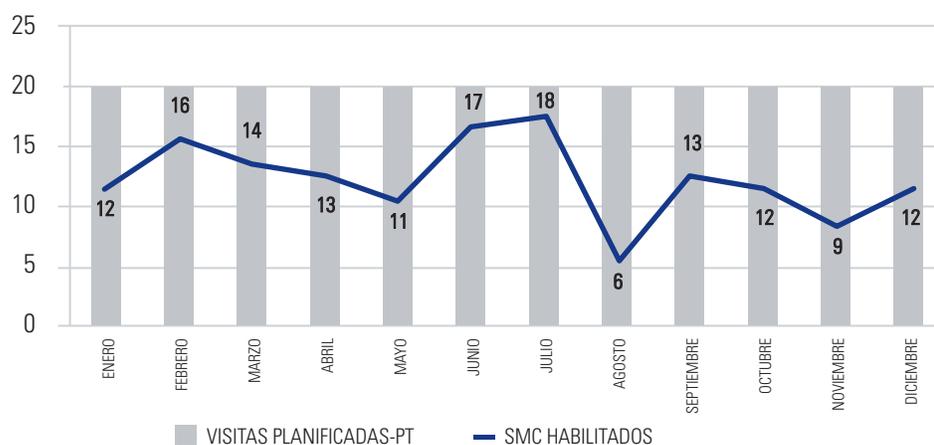
- Continuación de la ejecución del Proyecto VEROPE realizándose las pruebas técnicas y verificándose los mínimos técnicos de operación de las siguientes centrales de generación: Los Mina 5, AES Andrés, San Felipe, CEPP N° 1, Itabo N° 2, Barahona, Haina N° 4, CESPМ N° 2, Haina N° 1, METALDOM, San Pedro Vapor, Pimentel N° 1, Pimentel N° 3, Rio San Juan, Haina TG, Itabo N° 1 y CEPP N° 2. A diciembre de 2011 el Proyecto VEROPE contaba con un avance de 88.5 %, faltando por realizar tres (3) pruebas de un total de veintiséis (26).
- Realización del estudio de Efectividad del Colaborador a través de la firma internacional Hay Group.
- Ajuste de la Política de Compensación y Beneficios, aprobada por el Consejo de Coordinación mediante Resolución N° OC-18-2011 del 18 de abril 2011.
- Inicio del proyecto de Revisión de la Estructura Organizacional, a través de la firma XM Expertos en Mercados de Colombia.
- Realización del Programa de Capacitación de los Profesionales del Sector Eléctrico Dominicano por parte de los funcionarios del OC-SENI.
- Apoyo logístico y administrativo en la realización del 2º Taller Latinoamericano de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado de Emergencia del CECACIER (TOPSEP).
- Inicio del Proyecto de Implementación del SCADA del OC-SENI, adjudicando los servicios de consultoría para el diseño, especificación e implementación del SCADA/EMS para el OC-SENI y la ETED, a la firma consultora The Structure Group, mediante licitación cerrada.
- Visita Técnica empresa XM. Junio 2011 - Medellín, Colombia
- Visita Técnica al Operador Nacional del Mercado (ONS). Septiembre 2011 – Rio de Janeiro- Porto Alegre, Brasil
- Implementación del Sistema Integral e Integrado de Manejo y Administración de Datos (SIIMAD) para los procesos de la Gerencia de Operaciones, a través de la Unión Temporal XM (Expertos en Mercados) - MVM (Ingeniería de software) de procedencia colombiana.
- Inicio del proyecto de Modernización del Website, a través de la Unión Temporal Temporal XM (Expertos en Mercados) - MVM (Ingeniería de software) de procedencia colombiana.

- Migración de las plataformas de correo electrónico, base de datos, Biblioteca Digital (Laserfiche) y Central Telefónica, hacia las tecnologías y versiones más modernas de alta disponibilidad.

## 2.4 PROYECTO DE HABILITACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

- El Proyecto tiene el propósito de verificar que los Sistemas de Medición Comercial (SMC) de los Agentes del MEM cumplan con los términos especificados en el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE).
- Del total de SMC que se programaron que deberían contar con la habilitación comercial para el año 2011 (212 SMC), se alcanzó un 72% (153 SMC habilitados). Se puede constatar que un SMC sólo podrá levantar las observaciones que le impiden alcanzar su habilitación comercial con la voluntad expresa y exclusiva de su Agente propietario, titular o responsable.
- La siguiente figura muestra la tendencia relativa al éxito en puntos habilitados durante cada mes del año 2011:

Figura 1-1. Tendencia de la Ejecución del Proyecto HSMC



## 2.5 ESTUDIOS PARA LA ENTRADA EN OPERACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 345 KV

En mayo del 2011, son presentados los estudios que evalúan el impacto de la puesta en servicio de la línea de transmisión a 345 kV, Julio Sauri- El Naranjo. Los resultados del estudio de flujo de potencia muestran que los voltajes de la zona norte del SENI mejoran considerablemente con la puesta en servicio de dicha instalación. No así en el caso de las zonas este y central del sistema donde un alto porcentaje de los escenarios estudiados arrojan bajas tensiones en las barras principales.

Adicionalmente se mantienen restricciones en la red de transmisión para las líneas San Felipe-Puerto Plata + San Felipe- Puerto Plata 2, Timbeque 2-CNP + Hainamosa-Palamara+ Hainamosa-Villa Mella, Palamara-Valdesia + Palamara-Pizarrete e Itabo-Haina LT1 y LT2. Permanecen problemas de eventuales sobrecargas de equipos tales como el Autotransformador de Palamara 138/69 kV y de Haina 138/69 kV.

Con relación a las consignas de taps para los Autotransformadores 345/138 kV de las Subestaciones de Julio Sauri y El Naranjo, se estudiaron varios escenarios, en este análisis se determinó que la posición óptima del tap de dichos transformadores depende del escenario operativo del SENI. Se tiene un efecto importante en la reducción de las pérdidas totales del sistema de acuerdo a la posición del tap óptimo que se le asigna a cada transformador, lo que se traduce en beneficio económico para el sistema.

El estudio de consignas de taps para transformadores 138/69 kV da por resultado la posición del tap a implementar en tiempo real y la posibilidad de verificar estos ajustes periódicamente. Con la implementación de estas posiciones de taps, mejoran de manera importante los voltajes en todo el sistema eléctrico dominicano.

En cuanto a la revaluación de las consignas de regulación de voltaje de las unidades generadoras del SENI, con este estudio se concluye que todas las unidades del SENI pueden pasar a regulación de tensión sin necesidad de exceder sus aportes de potencia reactiva. Con este modo de operación se mejora considerablemente el desempeño del SENI.

## **2.6 PROYECTOS DEL BANCO MUNDIAL**

En el 2005 el OC-SENI firmó un Acuerdo Interinstitucional con la Comisión Nacional de Energía, que es el organismo del Estado ejecutor del Proyecto de Asistencia Técnica del Banco Mundial al Sector Energético de la República Dominicana, bajo el Contrato de Préstamo del Banco Mundial al Gobierno de la República Dominicana BIRF N° 7217-DO.

Al 31 de diciembre de 2011, los siguientes estudios y proyectos se ejecutaron:

- Sistema Integral e Integrado de Manejo y Administración de Datos.
- Estudio Integral de Protecciones del SENI.

### **2.6.1 Sistema Integral e Integrado de Manejo y Administración de Datos (SIIMAD/DATA WAREHOUSE)**

Durante la gestión 2011, se realizó la implementación del SIIMAD a través de la Unión Temporal XM (Expertos en Mercados) - MVM (Ingeniería de software) de procedencia colombiana. Esta primera etapa abarcó los procesos de la División de Programación de Operaciones y la División de Supervisión, concluyendo en julio de 2011.

En una segunda etapa se ha programado incluir los procesos de la Gerencia Comercial.

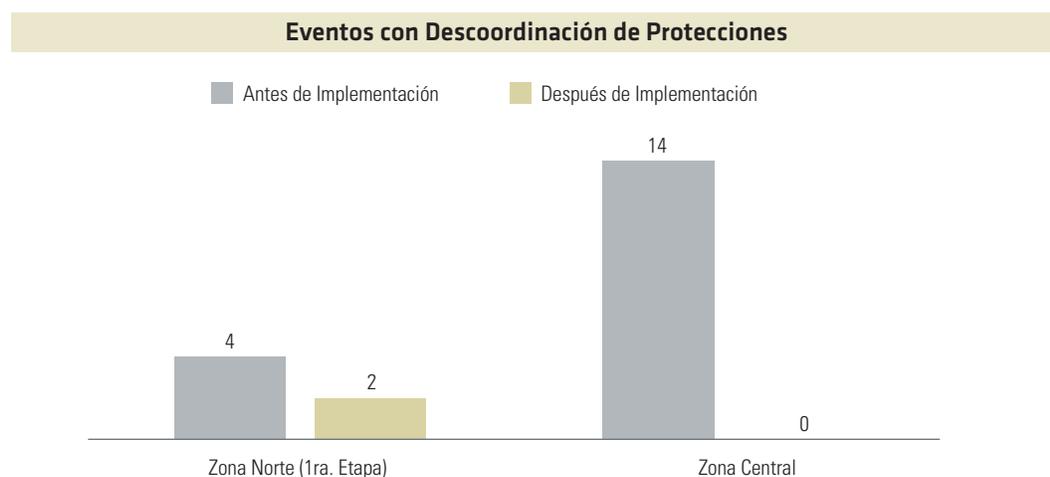
### 2.6.2 Estudio Integral de Protecciones del SENI

El 6 de agosto de 2009, fue iniciado un estudio integral de protecciones para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, por medio de la suscripción de un contrato entre la Comisión Nacional de Energía y la empresa consultora KEMA Consulting. Por diversas razones en abril del 2011 KEMA Consulting abandona oficialmente el proyecto.

Entre el periodo comprendido entre los meses de mayo y septiembre del 2011, el OC-SENI y la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), retoman y culminan el proyecto.

Los estudios de cálculos e implementación de ajustes incluyeron las instalaciones a 345 kV y sus líneas a 138 kV complementarias en toda la zona Norte, y la zona de Santo Domingo.

Con este proyecto la cantidad de eventos asociados con problemas de coordinación de las protecciones se han reducido considerablemente en las zonas contempladas.



## 2.7 CAPACITACIÓN

El programa de capacitación del 2011 comprendió la realización de más de 10,000 horas de capacitación dirigidas a la incorporación y desarrollo de habilidades técnicas y competencias conductuales.

De los eventos de capacitación se destacan los siguientes:

- Seminario sobre Redes Inteligentes dictado por la empresa Uttinovation en Colombia. Contó con la participación de 2 ejecutivos del OC-SENI.
- Diplomado en Habilidades Gerenciales, dirigido al personal ejecutivo del OC-SENI e impartido por la empresa de Link Gerencial y el Instituto Latinoamericano de Formación Gerencial de Panamá. El grupo de participantes estuvo conformado por 17 profesionales.
- Conferencia Las Nuevas Reglas del Liderazgo, impartida por Intrás. Contó con la participación de los gerentes de la organización.

- Taller Habilidades de Facilitación, dirigido al personal operativo y dictado por la firma Hay Group de Costa Rica.
- Entrenamiento en el Equipo de Contraste MTE PTS 400 PTS 400.3-12A. Realizado por la firma Meter Test Equipment para el personal de la Gerencia Comercial del OC-SENI.
- Curso de Análisis de Fallas, dirigido al personal de la Gerencia de Operaciones del OC-SENI y al personal de la Empresa de Transmisión Dominicana.
- Curso de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia, impartido por la firma IEB de Colombia y contó con la participación de 20 profesionales.
- Entrenamiento CAPE dirigido a personal del área de Protecciones, Análisis de Eventos del OC-SENI y de ETED e impartido por la empresa Electrocon.
- X Simposio Interamericano de Protecciones, realizado en la ciudad de México con la participación de 2 profesionales del OC-SENI.
- Entrenamiento en Control de Voltaje y Frecuencia, recibido por 30 profesionales del OC-SENI y del CCE en las instalaciones de XM en Colombia.
- II Seminario Internacional de Plantas Termoeléctricas SIPTERMO – Ecuador.
- IEEE PES General Meeting 2011, realizado en Detroit, Estados Unidos de América. Asistieron 3 ejecutivos del OC-SENI.
- Principios Básicos de la Norma IEC 61850, por la firma colombiana Uttinnovation. Asistieron profesionales de la Gerencia de Operaciones del OC-SENI y de ETED.
- II TOPSEP- 2º Taller Latinoamericano de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado de Emergencia, organizado por el CECACIER, con la participación de 25 profesionales de la institución.
- Entrenamiento en GAMS, impartido por la firma GAMS Development Corp. en Frisco, Colorado, Estados Unidos de América. Asistieron 2 profesionales del OC-SENI.
- Seminario en Gestión por Procesos, dirigido al personal ejecutivo del OC-SENI y dictado por Intras.
- Curso Internacional sobre Regulación y Tarifas de Gas y Electricidad, organizado por la Fundación Bariloche en Argentina. Asistieron 2 profesionales de la institución.
- Curso a Distancia - Economía de la Regulación de la Actividad de Generación y Mercado Mayorista impartido por la CIER.
- Programa de Formación en Calidad Modelo ISO 9001-2008. Durante el segundo semestre del año, un total de 22 profesionales recibieron 120 horas de capacitación, divididas en 8 módulos temáticos. Entre ellos se seleccionó el primer grupo de auditores internos del OC-SENI.

- Platts: Caribbean Energy, 11th Annual. Enero 2011 – Miami, Florida.
- Platts: 14th Annual Private Power in Central America. Junio 2011 -Panamá
- Adicionalmente el personal del OC-SENI participó en acciones formativas puntuales tales como: 7 Hábitos para Gerentes, Inteligencia Emocional, Estrategias de Retención del Talento, XIX Conferencia Iberoamericana de Contabilidad, Etiqueta, Protocolo, Ceremonial y Organización de eventos, X Congreso de Gestión Humana, Manejo de Inventario y otras relacionadas a la administración y uso de herramientas informáticas (Share Point server, SQL, Business Intelligence, MS Outlook y Excel), con el propósito de fomentar el desarrollo organizacional en los diferentes niveles de la institución.

## **2.8 EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA**

El presupuesto para el año 2011 ascendió a RD\$161,860,146 tal como fuera aprobado por el Consejo de Coordinación mediante la Resolución N° OC 19-2011 de fecha 27 de abril de 2011. De este monto se ejecutó RD\$162,952,360, equivalente a un 100.67%.



### 3. CARACTERÍSTICAS DEL SENI

### 3. CARACTERÍSTICAS DEL SENI

#### 3.1 GENERACIÓN

La Tabla 3-1 muestra la capacidad instalada de generación en el SENI al 31 de diciembre de 2011 y que alcanza 3,217.6 [MW].

*Tabla 3-1. Capacidad instalada y por unidad en el 2011 [MW]*

EMPRESA	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA
EGEHID	AGUACATE 1	26	AGUA
	AGUACATE 2	26	AGUA
	ANIANA VARGAS 1	0.3	AGUA
	ANIANA VARGAS 2	0.3	AGUA
	BAIGUAQUE 1	0.6	AGUA
	BAIGUAQUE 2	0.6	AGUA
	CONTRA EMBALSE MONCION 1	1.6	AGUA
	CONTRA EMBALSE MONCION 2	1.6	AGUA
	DOMINGO RODRIGUEZ 1	2	AGUA
	DOMINGO RODRIGUEZ 2	2	AGUA
	EL SALTO	0.7	AGUA
	HATILLO	8	AGUA
	JIGUEY 1	49	AGUA
	JIGUEY 2	49	AGUA
	JIMENOA	8.4	AGUA
	LAS BARIAS	0.9	AGUA
	LAS DAMAS	7.5	AGUA
	LOPEZ ANGOSTURA	18.4	AGUA
	LOS ANONES	0.1	AGUA
	LOS TOROS 1	4.9	AGUA
	LOS TOROS 2	4.9	AGUA
	MAGUEYAL 1	1.5	AGUA
	MAGUEYAL 2	1.5	AGUA
	MONCION 1	26	AGUA
	MONCION 2	26	AGUA
	NIZAO NAJAYO	0.3	AGUA
	PINALITO 1	25	AGUA
	PINALITO 2	25	AGUA
	RINCON	10.1	AGUA
	RIO BLANCO 1	12.5	AGUA
	RIO BLANCO 2	12.5	AGUA
	ROSA JULIA DE LA CRUZ	0.9	AGUA
	SABANA YEGUA	12.8	AGUA
	SABANETA	6.3	AGUA
TAVERA 1	48	AGUA	

*(Continuación Tabla 3-1). Capacidad instalada y por unidad en el 2011 [MW]*

EMPRESA	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA
	TAVERA 2	48	AGUA
	VALDESIA 1	27	AGUA
	VALDESIA 2	27	AGUA
AES ANDRES	AES ANDRES	319	GAS
CDEEE	RIO SAN JUAN	1.5	FUEL # 2
COMPAÑÍA ELECTRICA DE PUERTO PLATA	CEPP 1	18.7	FUEL # 6
	CEPP 2	58.1	FUEL # 6
COMPAÑÍA ELECTRICA DE SAN PEDRO DE MACORIS	CESPM 1	100	FUEL # 2
	CESPM 2	100	FUEL # 2
	CESPM 3	100	FUEL # 2
COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO	METALDOM	42	FUEL # 6
DPP	LOS MINA 5	118	GAS
	LOS MINA 6	118	GAS
EGE-HAINA	BARAHONA CARBON	53.6	CARBON
	HAINA 1	54	FUEL # 6
	HAINA 2	54	FUEL # 6
	HAINA 4	84.9	FUEL # 6
	HAINA TG	100	FUEL # 2
	PUERTO PLATA 1	27.6	FUEL # 6
	PUERTO PLATA 2	39	FUEL # 6
	SAN PEDRO VAPOR	33	FUEL # 6
	SULTANA DEL ESTE	102	FUEL # 6
LOS COCOS 1	33.45	VIENTO	
EGE-ITABO	FALCONDO 1*	66	FUEL # 6
	FALCONDO 2*	66	FUEL # 6
	FALCONDO 3*	66	FUEL # 6
	ITABO 1	128	CARBON
	ITABO 2	132	CARBON
GENERADORA PALAMARA LA VEGA	LA VEGA	87.5	FUEL # 6
	PALAMARA	107	FUEL # 6
GENERADORA SAN FELIPE LP (GSF)	SAN FELIPE	185	FUEL # 6 Y #2
LAESA	PIMENTEL 1	31.6	FUEL # 6
	PIMENTEL 2	28	FUEL # 6
	PIMENTEL 3	51.6	FUEL # 6
MONTE RIO POWER CORPORATION**	MONTE RIO	100.1	FUEL # 6
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	ESTRELLA DEL MAR	73.3	FUEL # 6
	ESTRELLA DEL NORTE*	43.0	FUEL # 6

\* En el mes de marzo del 2011 dejan de inyectar al SENI.

\*\* En el mes de septiembre, esta central pasa a ser propiedad de Pueblo Viejo Dominicana Corporation.

Tabla 3-2. Capacidad instalada según tecnología por Agente en el 2011 [MW], [%]

Capacidad	Agente	Ciclo Combinado	Viento	Hidro-eléctrica	Motor de Combustión Interna	Turbinas a Gas	Turbinas a Vapor	Total SENI
[MW]	AES ANDRES	319						319
	CDEEE				1.9			1.9
	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE PUERTO PLATA				76.8			76.8
	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORIS	300						300
	COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO				42.0			42
	DOMINICAN POWER					236		236
	EGE-HAINA		33.45		102	100	346.1	581.6
	EGEHID				523.2			523.2
	EGE-ITABO						260	260
	GENERADORA PALAMARA LA VEGA				194.5			194.5
	GENERADORA SAN FELIPE LP (GSF)	185						185
	LAESA				111.2			111.2
	MONTERIO POWER CORPORATION				100.1			100.1
	SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL				73.3			73.3
[%]	AES ANDRES	10.6%						10.6%
	CDEEE				0.1%			0.1%
	COMPANIA ELECTRICA DE PUERTO PLATA				2.6%			2.6%
	COMPANIA ELECTRICA DE SAN PEDRO DE MACORIS	10.0%						10.0%
	COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO				1.4%			1.4%
	DPP					7.9%		7.9%
	EGE-HAINA		1.1%		3.4%	3.3%	11.5%	19.4%
	EGEHID				17.4%			17.4%
	EGE-ITABO						8.7%	8.7%
GENERADORA PALAMARA LA VEGA				6.5%			6.5%	
GENERADORA SAN FELIPE LP (GSF)	6.2%						6.2%	
LAESA				3.7%			3.7%	
MONTERIO POWER CORPORATION				3.3%			3.3%	
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL				2.4%			2.4%	
Total [MW]		804.0	33.45	523.2	701.8	336	606.1	3004.55
Total [%]		26.8%	1.1%	17.4%	23.4%	11.2%	20.2%	100%

Tabla 3-3. Capacidad instalada según Fuente Primaria de Energía por Agente en el 2011 [MW, %]

Capacidad	Agente	Carbón	Viento	Fuel Oil N° 2	Fuel Oil N° 6	Fuel Oil N° 6 y 2	Gas Natural	Agua	Total SENI
[MW]	AES ANDRES						319.0		319
	CDEEE			1.9					1.9
	COMPANIA ELECTRICA DE PUERTO PLATA				76.8				76.8
	COMPANIA ELECTRICA DE SAN PEDRO DE MACORIS			300					300
	COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO				42				42
	DPP						236.0		236
	EGE-HAINA	53.6	33.5	100.0	394.5				581.55
	EGEHID							523.2	523.2
	EGE-ITABO	260.0							260
	GENERADORA PALAMARA LA VEGA				194.5				194.5
	GENERADORA SAN FELIPE LP (GSF)						185.0		185
	LAESA				111.2				111.2
	MONTERIO POWER CORPORATION				100.1				100.1
		SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL				73.3			
[%]	AES ANDRES						10.6%		10.6%
	CDEEE			0.1%					0.1%
	COMPANIA ELECTRICA DE PUERTO PLATA				2.6%				2.6%
	COMPANIA ELECTRICA DE SAN PEDRO DE MACORIS			10.0%					10.0%
	COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO				1.4%				1.4%
	DPP						7.9%		7.9%
	EGE-HAINA	1.8%	1.1%	3.3%	13.1%				19.4%
	EGEHID							17.4%	17.4%
	EGE-ITABO	8.7%							8.7%
	GENERADORA PALAMARA LA VEGA				6.5%				6.5%
	GENERADORA SAN FELIPE LP (GSF)						6.2%		6.2%
	LAESA				3.7%				3.7%
	MONTE RIO POWER CORPORATION				3.3%				3.3%
		SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL				2.4%			
Total [MW]		313.60	33.45	401.9	992.4	185	555.0	523.2	3004.55
Total [%]		10.4%	1.1%	13.4%	33%	6.2%	18.5%	17.4%	100%

### 3.2 TRANSMISIÓN

El 7 de mayo del 2011 se conectó el enlace a 345 kV Julio Sauri – El Naranjo. Con la puesta en servicio de esta instalación se mejoró el promedio zonal de los voltajes del SENI en aproximadamente 30%.

Para el 2011, el voltaje en barras a 345 kV, permaneció el 98.4% del tiempo dentro del rango de cumplimiento, mientras que en las barras a 138 kV, finalizó en 83.0%, mientras que para las barras a 69 kV, fue de 92.6% del tiempo dentro de los rangos normados.

A continuación presentamos una lista de las Instalaciones de Transmisión, las cuales fueron verificadas según el Código de Conexión vigente en el año 2011:

1. Línea de transmisión 345 kV, Julio Sauri- El Naranjo.
2. Autotransformador 138 kV/69 kV Subestación La Romana.
3. Línea de transmisión 69 kV, San Luis- San Isidro.
4. Línea de transmisión 69 kV, Boca Chica- Aeropuerto.
5. Subestación Duverge 69 kV/12.5 kV.

### 3.3 DISTRIBUCIÓN

Al 31 de diciembre del 2011, la distribución de electricidad del SENI la efectúan tres empresas de distribución: EDEESTE, EDENORTE y EDESUR.

Las redes de distribución conectadas al SENI cuentan con un esquema conjunto de deslastre de carga implantado en diversas subestaciones de distribución por medio de relés de baja frecuencia y bajo voltaje para desconectar cargas coordinada y automáticamente por etapas.

Este esquema fue actualizado con estudios conducidos por el OC-SENI durante el 2009 y 2010 y han sido revisados en el año 2011.

Tabla 3-4 detalla el esquema implementado desde el 2010 con las diferentes etapas de desconexión de carga para cada distribuidora para hacer frente a situaciones de baja frecuencia del SENI.

*Tabla 3-4. Esquema de deslastre de carga en distribución desde el 2010*

ETAPAS (Hz)	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR	Total EDAC (MW)
59.2	28.5	28.4	33.6	90.5
59.1	25.9	27.9	23.6	77.4
59.0	26.6	23.3	70.2	120.1
58.9	113.5	33.2	50.1	196.8
58.8	25.9	45.0	25.6	96.4
58.7		17.6	36.3	53.9
Total EDAC	220.4	175.4	239.4	635.2

### 3.4 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMC)

El SMC está constituido por: a) Un sistema de medición y registro de energías activa y reactiva en cada Punto de Conexión compuesto por transformadores de corriente y de voltaje y medidores de energía; b) Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada pública o privada y en otras redes de transmisión de datos; y c) Un sistema de recolección de datos centralizado ubicado en el OC-SENI (SADOC).

Al 31 de diciembre del año 2011, el SENI posee trescientos ochenta y un (381) SMC, de los cuales trescientos treinta y seis (336) son clasificados Categoría I y los restantes cuarenta y cinco (45) Categoría II. De estos, setenta y cuatro (74) se encuentran instalados en puntos de conexión pertenecientes a centrales de generación, doscientos treinta y dos (232) en puntos de retiro, y setenta y cinco (75) pertenecen a Usuarios No Regulados (UNR).

Para el año 2011 se visitaron doscientos setenta y ocho (278) SMC, destacándose como la tarea más frecuente los trabajos de Habilitación Comercial.

*Tabla 3-5. Estadística de Puntos de Conexión Visitados en el año 2011*

AGENTES	SMC01	SMC02	SMC03	SMC04	SMC05	SMC06	SMC07	SMC08	SMC09	SMC10	TOTAL AGENTE
AES ANDRES	50	1	0	0	0	0	0	0	0	0	51
CDEEE	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4
CEPP	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2
DPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDEESTE	61	0	0	6	0	0	0	1	0	0	68
EDENORTE	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47
EDESUR	65	0	0	2	0	1	0	4	21	0	93
EGEHID	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FALCONBRIDGE	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
GPLV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HAINA	3	1	0	0	0	0	0	0	0	1	5
ITABO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LAESA	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
METALDOM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PVDC	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
SEABOARD	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3
TOTAL	236	3	1	8	1	1	1	5	21	1	278

SMC01 - Habilitación SMC

SMC02 - Aplicación Claves de Seguridad

SMC03 - Solución Problemas de Comunicación

SMC04 - Cambio de Suplidor

SMC05 - Sincronización Horaria

SMC06 - Cambios en la Programación de los Medidores

SMC07 - Retiro Equipos SMC

SMC08 - Verificación Estado SMC

SMC09 – Aplicación de Sellos OC

SMC10 – Cambio Medidor de Energía





## 4. OPERACIÓN DEL SENI



## 4. OPERACIÓN DEL SENI

### 4.1 GENERACIÓN

La Tabla 4-1 muestra una lista de orden de mérito representativa del 2011 basada en el promedio anual de los Costos Variables de Despacho (CVD) utilizados en la programación de la operación del SENI.

*Tabla 4-1. Lista de Orden de Mérito según promedio CVD en el 2011 [RD\$/MWh]*

Orden	Unidad	Tecnología	Fuente Primaria de Energía	CVD
1	AES ANDRES	Ciclo Combinado	Gas Natural	1,226
2	LOS MINA 5	Turbina a Gas	Gas Natural	2,004
3	LOS MINA 6	Turbina a Gas	Gas Natural	2,102
4	ITABO 1	Turbina a Vapor	Carbón	2,452
5	ITABO 2	Turbina a Vapor	Carbón	2,599
6	BARAHONA CARBON	Turbina a Vapor	Carbón	3,453
7	ESTRELLA DEL NORTE	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	4,632
8	CEPP 2	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,403
9	SULTANA DEL ESTE	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,469
10	PIMENTEL 3	Motores Gas	Gas Natural	5,533
11	METALDOM	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,547
12	CEPP 1	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,595
13	ESTRELLA DEL MAR	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,692
14	PIMENTEL 2	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,818
15	PALAMARA	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,834
16	PIMENTEL 1	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,856
17	LA VEGA	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,893
18	MONTE RIO	Motores Diesel	Fuel Oil N° 6	5,958
19	CESPM 3	Ciclo Combinado	Fuel Oil N° 2	7,500
20	CESPM 2	Ciclo Combinado	Fuel Oil N° 2	7,500
21	CESPM 1	Ciclo Combinado	Fuel Oil N° 2	7,551
22	SAN FELIPE	Ciclo Combinado	Fuel Oil N° 2 y N° 6	8,086
23	HAINA 2	Turbina a Vapor	Fuel Oil N° 6	9,913
24	PUERTO PLATA 1	Turbina a Vapor	Fuel Oil N° 6	10,658
25	HAINA 4	Turbina a Vapor	Fuel Oil N° 6	11,052
26	RIO SAN JUAN	Motores Diesel	Fuel Oil N° 2	11,333
27	SAN PEDRO VAPOR	Turbina a Vapor	Fuel Oil N° 6	11,368
28	HAINA 1	Turbina a Vapor	Fuel Oil N° 6	11,571
29	PUERTO PLATA 2	Turbina a Vapor	Fuel Oil N° 6	12,103
30	HAINA TG	Turbina a Gas	Fuel Oil N° 2	13,515

La información de esta tabla se presenta en la Figura 4-1, la cual incluye el rango de variación del Costo Marginal Máximo de energía registrado en el 2011 de acuerdo a lo establecido en la Resolución SIE 03-2011.

Como aporte a la transparencia del MEM se ha continuado el desarrollo del Proyecto de Verificación de Restricciones Operativas (VEROPE) encaminado a optimizar la operación de las centrales térmicas del SENI, validando los valores esenciales de operación de dichas centrales. En el año 2011 se adelantaron y aprobaron las pruebas de la mayoría de las unidades faltando solamente PUERTO PLATA 1 y 2. Esto ha permitido mejoras sustanciales en la flexibilidad de la operación sobre todo para periodos de baja demanda.

*Figura 4-1. Orden de Mérito según promedio CVD en el 2011 [RD\$/MWh]*

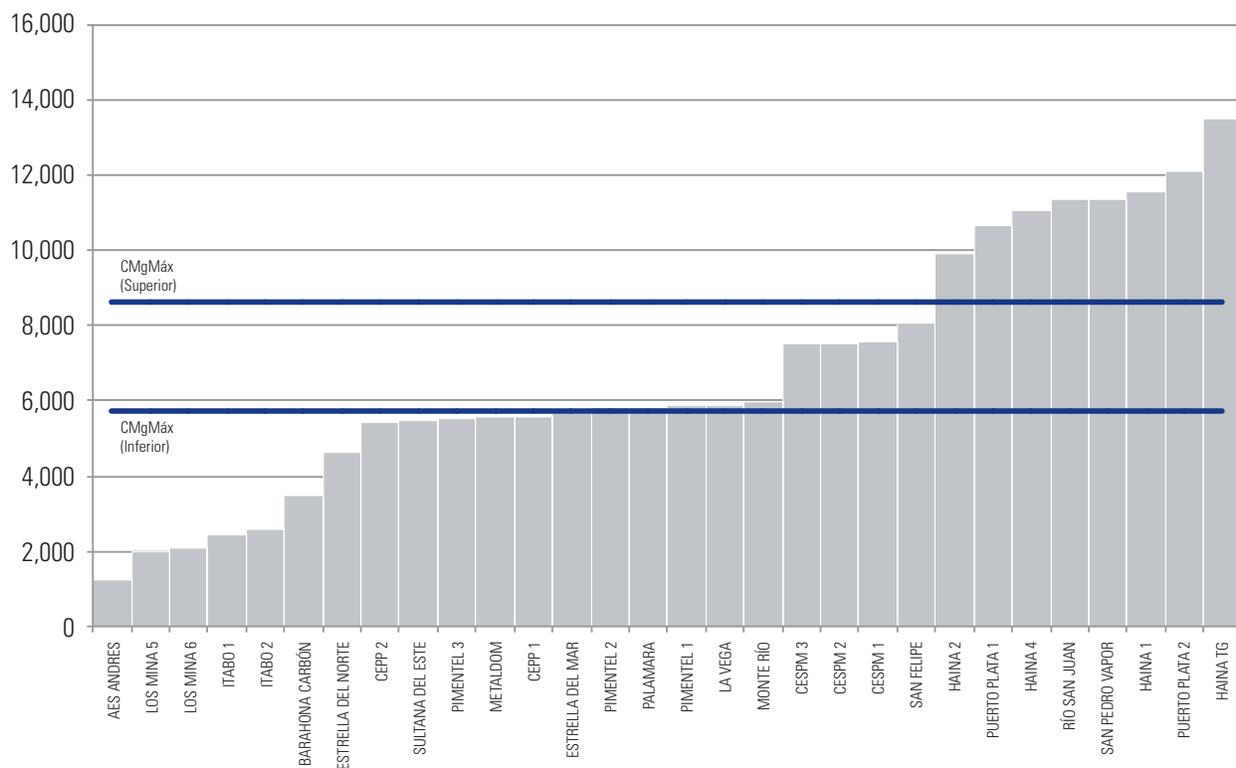


Tabla 4-2. Generación en el SENI por Unidad en el 2011 (MWh)

Agente	Unidad	Tecnología	Fuente Primaria de Energía	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total (MWh)
AES ANDRES	AES ANDRES	Ciclo Combinado	Gas Natural	173,906	165,370	75,428	182,690	183,920	167,200	185,571	170,277	175,567	187,016	173,309	176,662	2,016,934
CDEE	RIO SAN JUAN	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 2	650	582	618	563	571	580	665	669	628	795	732	767	7,820
CEPP	CEPP 1	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,257	5,192	7,559	6,513	7,813	8,400	5,668	7,497	8,212	7,191	4,180	5,680	79,201
CEPP	CEPP 2	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	23,766	19,824	24,262	22,551	25,162	25,792	21,948	25,606	24,098	28,450	28,107	26,135	295,703
CESPM	CESPM 1	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	0	0	4,466	12	6,927	25,314	40,217	37,711	14,119	14,080	18,714	30,277	191,836
CESPM	CESPM 2	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	0	0	26,407	15,601	27,997	14,743	17,958	34,664	25,760	36,591	23,193	19,123	242,037
CESPM	CESPM 3	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	0	0	28,876	17,943	32,872	8,119	0	0	0	0	0	0	87,810
DPP	LOS MINA 5	Turbinas a Gas	Gas Natural	47,224	43,599	61,490	60,340	60,532	61,453	61,956	62,466	59,978	61,999	58,122	58,398	697,558
DPP	LOS MINA 6	Turbinas a Gas	Gas Natural	63,117	57,005	63,784	62,329	20,891	43,418	59,502	60,415	58,565	62,076	58,234	56,660	685,994
EGEHID	AGUACATE 1	Hidroeléctrica	Agua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGEHID	AGUACATE 2	Hidroeléctrica	Agua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGEHID	AMIANA VARGAS	Hidroeléctrica	Agua	47	46	43	36	79	57	52	53	74	55	69	81	692
EGEHID	BAIGUAQUE 1	Hidroeléctrica	Agua	116	97	80	45	89	174	183	122	113	139	104	111	1,372
EGEHID	CONTRA EMBALSE MONICION 1	Hidroeléctrica	Agua	8,428	5,951	7,301	6,880	6,160	6,076	9,629	12,759	14,324	11,921	9,060	8,348	106,840
EGEHID	CONTRA EMBALSE MONICION 2	Hidroeléctrica	Agua	8,161	5,829	6,629	6,569	5,916	5,711	9,355	12,467	14,046	11,649	8,804	8,084	103,220
EGEHID	DOMINGO RODRIGUEZ	Hidroeléctrica	Agua	1,479	508	688	603	513	1,609	1,851	1,538	1,703	1,532	1,264	1,774	15,062
EGEHID	EL SALTO	Hidroeléctrica	Agua	181	119	87	102	181	295	266	250	220	292	74	15	2,082
EGEHID	HATILLO	Hidroeléctrica	Agua	5,911	5,250	5,698	4,991	5,121	5,677	5,890	5,907	5,616	5,890	5,595	5,991	67,527
EGEHID	JIGUEY 1	Hidroeléctrica	Agua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGEHID	JIGUEY 2	Hidroeléctrica	Agua	23,510	15,261	10,593	6,688	11,141	15,817	0	24,203	13,511	32,890	28,632	0	182,246
EGEHID	JIMENDA	Hidroeléctrica	Agua	3,259	3,419	2,851	1,930	3,255	4,410	3,753	5,136	4,866	5,298	5,114	4,983	48,275
EGEHID	LAS BARIAS	Hidroeléctrica	Agua	442	395	453	461	518	443	411	289	333	392	374	416	4,929
EGEHID	LAS DAMAS	Hidroeléctrica	Agua	3,825	3,472	3,886	3,988	3,752	2,590	3,146	3,935	3,854	3,946	4,001	4,443	44,619
EGEHID	LOPEZ ANGSTOURA	Hidroeléctrica	Agua	6,639	5,583	6,660	4,641	4,940	11,938	11,898	8,648	10,199	11,932	8,067	6,925	98,071
EGEHID	LOS ANONES	Hidroeléctrica	Agua	42	27	29	27	17	11	8	1	2	8	2	0	173
EGEHID	LOS TOROS	Hidroeléctrica	Agua	4,390	3,779	3,661	3,462	3,807	2,762	3,875	2,576	2,789	3,203	4,432	5,173	43,859
EGEHID	MAGUEYAL	Hidroeléctrica	Agua	640	987	1,112	1,045	954	1,056	1,069	889	1,039	1,134	744	508	11,178
EGEHID	NIZAO NAJAYO	Hidroeléctrica	Agua	46	37	43	37	26	32	17	16	0	0	0	0	255
EGEHID	PINALITO 1	Hidroeléctrica	Agua	4,015	2,574	2,367	1,901	4,355	10,831	9,804	10,554	7,212	6,568	4,889	4,051	69,123
EGEHID	PINALITO 2	Hidroeléctrica	Agua	1,825	2,026	2,224	1,686	3,616	4,418	7,106	9,709	6,998	7,259	3,612	4,582	55,060
EGEHID	RINCON	Hidroeléctrica	Agua	1,495	817	1,288	504	1,052	3,265	2,361	2,686	1,743	1,354	1,012	1,799	19,377
EGEHID	RIO BLANCO 1	Hidroeléctrica	Agua	2,372	1,675	3,848	1,237	6,406	6,827	7,721	8,409	6,910	5,617	4,731	6,522	62,275
EGEHID	RIO BLANCO 2	Hidroeléctrica	Agua	3,895	4,474	1,745	3,649	5,243	7,033	7,781	8,518	7,007	7,137	6,051	4,483	67,028
EGEHID	Rosa Julia de la Cruz	Hidroeléctrica	Agua	62	49	12	7	117	223	222	237	188	90	161	112	1,481
EGEHID	SABANA YEGUA	Hidroeléctrica	Agua	8,423	7,086	7,186	6,039	5,504	6,406	6,629	6,899	7,316	7,758	7,713	7,387	84,346
EGEHID	SABANETA	Hidroeléctrica	Agua	3,057	1,436	1,805	1,647	1,942	3,433	3,813	3,793	3,775	3,898	3,747	3,676	35,423
EGEHID	TAVERA 1	Hidroeléctrica	Agua	8,008	6,810	8,278	7,387	6,158	26,996	20,190	13,043	18,593	22,771	13,863	11,870	163,968
EGEHID	TAVERA 2	Hidroeléctrica	Agua	7,845	6,508	6,967	4,884	3,210	18,716	8,527	11,630	12,177	11,531	6,446	6,303	104,763
EGEHID	VALDESIA 1	Hidroeléctrica	Agua	2,521	2,139	2,608	2,350	1,957	3,367	7,396	12,840	8,495	2,966	4,096	2,655	53,391
EGEHID	VALDESIA 2	Hidroeléctrica	Agua	2,950	2,557	2,823	2,476	2,172	3,238	7,013	13,327	10,497	3,446	4,476	2,774	57,750

(Continuación Tabla 4-2). Generación en el SENI por Unidad en el 2011 (MWh)

Agente	Unidad	Tecnología	Fuente Primaria de Energía	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total (MWh)
FALCONDO	FALCON 1	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	2,436	873	8	47	36	1	1	0	0	0	0	3,401
GPLV	LA VEGA	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	39,925	35,425	43,330	44,788	37,045	34,253	32,876	29,203	22,654	20,427	8,942	13,239	362,087
	PALAMARA	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	59,867	49,452	56,756	57,737	59,964	56,044	57,227	56,129	48,972	57,346	42,191	44,788	644,473
HAINA	BARAHONA CARBON	Turbinas a Vapor	Carbón	29,895	23,407	29,855	27,876	29,407	25,995	27,685	26,075	28,473	14,166	26,605	15,180	304,418
	HAINA 1	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	1,173	73	0	0	0	0	0	0	1,246
	HAINA 2	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	HAINA 4	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	4,887	0	197	15,104	17,178	9,057	27,928	27,709	31,123	28,074	14,156	1,120	176,334
LOS COCOS	HAINA TG	Turbinas a Gas	Fuel Oil No. 2	12,497	6,227	10,194	5,704	8,296	12,203	13,001	25,669	11,018	22,160	2,177	3,232	132,379
	LOS COCOS	Eólica	Viento	0	0	0	0	0	0	0	0	295	3,412	2,923	7,114	13,745
PUERTO PLATA 1	PUERTO PLATA 1	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PUERTO PLATA 2	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SAN PEDRO VAPOR	SAN PEDRO VAPOR	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SAN PEDRO VAPOR	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SANTANA DEL ESTE	SANTANA DEL ESTE	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	56,553	51,323	60,044	55,690	53,621	53,145	49,944	48,856	51,000	55,710	52,527	49,799	638,213
	ITABO	Turbinas a Vapor	Carbón	143,796	117,869	149,801	138,483	146,231	132,476	71,399	92,078	140,644	89,941	152,847	162,727	1,588,102
LAESA	Pimentel 1	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	15,963	11,905	12,474	11,515	10,366	16,198	18,752	18,265	15,714	18,812	13,837	15,726	177,529
	Pimentel 2	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	12,980	9,675	12,332	11,559	8,606	13,076	16,531	16,455	13,399	13,952	8,482	14,095	151,143
	Pimentel 3	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	24,153	22,089	23,503	26,252	28,781	33,417	36,113	34,570	32,269	35,207	31,939	33,930	362,223
METALDOM	METALDOM	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	18,203	15,990	19,580	17,960	13,393	12,281	16,082	18,571	15,663	18,800	17,430	20,740	204,722
PVDC	MONTE RIO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	47,832	41,911	49,956	54,021	57,771	45,894	44,471	39,050	39,158	49,059	46,550	31,053	546,726
SAN FELIPE	SAN FELIPE	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2 y No. 6	9,306	68,804	86,246	78,171	87,068	77,598	102,568	61,454	70,907	90,683	85,067	90,030	907,903
	SEABOARD	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	46,598	40,650	42,096	14,591	46,767	39,816	46,775	40,761	41,834	42,566	38,826	37,265	478,543
ESTRELLA DEL NORTE	ESTRELLA DEL NORTE	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	14,545	12,790	17,727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,062
	ESTRELLA DEL NORTE	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	963,306	890,389	998,477	1,002,016	1,060,230	1,070,092	1,094,807	1,115,269	1,083,661	1,127,193	1,046,015	1,016,834	12,478,309
Total (MWh)																

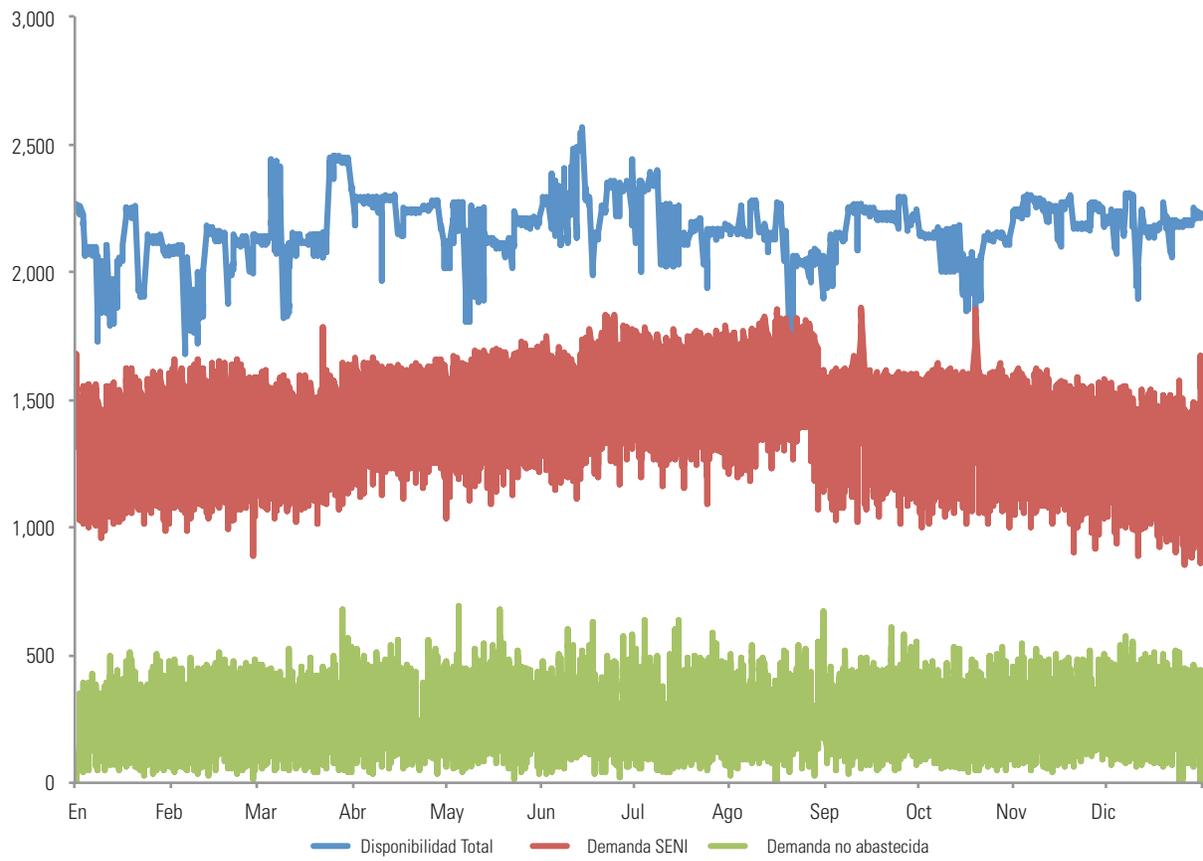
*Figura 4-2. Disponibilidad de Generación y Requerimiento de Demanda en el 2011.*

Tabla 4-3. Generación en el SENI por Agente del MEM en el 2011 (MWh y %)

[MWh]	Mes												
Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total [MWh]
AES ANDRES	173,906	165,370	75,428	182,690	183,920	167,200	185,571	170,277	175,567	187,016	173,309	176,682	2,016,934
CDEEE	650	582	618	563	571	580	665	669	628	795	732	767	7,820
CEPP	29,023	25,016	31,861	29,064	32,975	34,192	27,616	33,104	32,310	35,641	32,287	31,815	374,904
CESPM	0	0	59,748	33,556	67,796	48,176	58,175	72,375	39,879	50,671	41,907	49,399	521,684
DPP	110,341	100,604	125,274	122,668	81,423	104,871	121,458	122,881	118,542	124,076	116,356	115,058	1,363,551
EGEHID	113,584	88,865	90,784	74,025	88,830	153,413	139,968	180,434	163,602	170,678	137,126	103,077	1,504,385
FALCONDO	0	2,436	873	8	47	36	1	1	0	0	0	0	3,401
GPLV	98,792	84,878	100,086	102,504	96,009	90,296	90,103	85,333	71,626	77,773	51,132	58,027	1,006,560
HAINA	103,632	80,956	100,090	104,375	109,675	100,573	118,558	128,993	121,909	123,522	98,389	76,446	1,267,119
ITABO	143,796	117,869	149,801	138,493	146,231	132,476	71,399	92,078	140,644	89,941	152,647	162,727	1,538,102
LAESA	53,096	43,670	48,310	49,326	47,754	62,691	71,396	69,290	61,382	65,972	54,259	63,750	690,894
METALDOM	18,203	15,990	19,580	17,960	13,393	12,281	16,082	18,571	15,693	18,800	17,430	20,740	204,722
PVDC	47,832	41,911	49,956	54,021	57,771	45,894	44,471	39,050	39,158	49,059	46,550	31,053	546,726
SAN FELIPE	9,306	68,804	86,246	78,171	87,068	77,598	102,568	61,454	70,907	90,683	85,067	90,030	907,903
SEABOARD	61,143	53,439	59,822	14,591	46,767	39,816	46,775	40,761	41,834	42,566	38,826	37,265	523,605
Total [MWh]	963,306	890,389	998,477	1,002,016	1,060,230	1,070,092	1,094,807	1,115,269	1,093,681	1,127,193	1,046,015	1,016,834	12,478,309
[%]	Mes												
Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total [MWh]
AES ANDRES	18.1%	18.6%	7.6%	18.2%	17.3%	15.6%	17.0%	15.3%	16.1%	16.6%	16.6%	17.4%	16.2%
CDEEE	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
CEPP	3.0%	2.8%	3.2%	2.9%	3.1%	3.2%	2.5%	3.0%	3.0%	3.2%	3.1%	3.1%	3.0%
CESPM	0.0%	0.0%	6.0%	3.3%	6.4%	4.5%	5.3%	6.5%	3.6%	4.5%	4.0%	4.9%	4.2%
DPP	11.5%	11.3%	12.5%	12.2%	7.7%	9.8%	11.1%	11.0%	10.8%	11.0%	11.1%	11.3%	10.9%
EGEHID	11.8%	10.0%	9.1%	7.4%	8.4%	14.3%	12.8%	16.2%	15.0%	15.1%	13.1%	10.1%	12.1%
FALCONDO	0.0%	0.3%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GPLV	10.3%	9.5%	10.0%	10.2%	9.1%	8.4%	8.2%	7.7%	6.5%	6.9%	4.9%	5.7%	8.1%
HAINA	10.8%	9.1%	10.0%	10.4%	10.3%	9.4%	10.8%	11.6%	11.1%	11.0%	9.4%	7.5%	10.2%
ITABO	14.9%	13.2%	15.0%	13.8%	13.8%	12.4%	6.5%	8.3%	12.9%	8.0%	14.6%	16.0%	12.3%
LAESA	5.5%	4.9%	4.8%	4.9%	4.5%	5.9%	6.5%	6.2%	5.6%	5.9%	5.2%	6.3%	5.5%
METALDOM	1.9%	1.8%	2.0%	1.8%	1.3%	1.1%	1.5%	1.7%	1.4%	1.7%	1.7%	2.0%	1.6%
PVDC	5.0%	4.7%	5.0%	5.4%	5.4%	4.3%	4.1%	3.5%	3.6%	4.4%	4.5%	3.1%	4.4%
SAN FELIPE	1.0%	7.7%	8.6%	7.8%	8.2%	7.3%	9.4%	5.5%	6.5%	8.0%	8.1%	8.9%	7.3%
SEABOARD	6.3%	6.0%	6.0%	1.5%	4.4%	3.7%	4.3%	3.7%	3.8%	3.8%	3.7%	3.7%	4.2%
Total [MWh]	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

NOTA:

FALCONDO

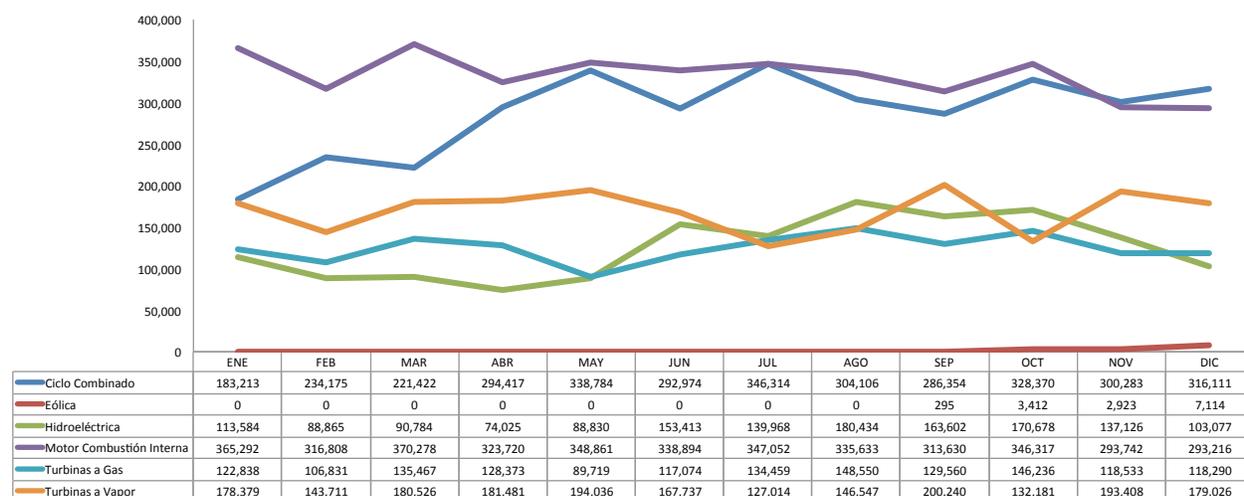
Incluye Falcon 1, Falcon 2 y Falcon 3

ITABO

Incluye Itabo 1 e Itabo 2

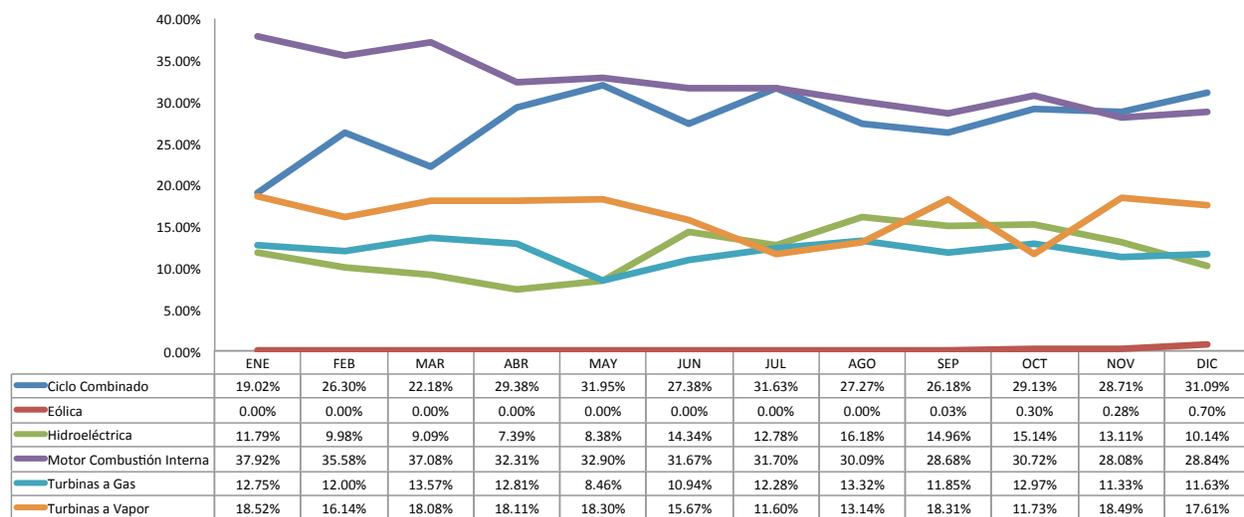
Todos los valores son tomados de las transacciones comerciales.

Figura 4-3. Generación Mensual del SENI por Tecnología en el 2011 (MWh)



Todos los valores son tomados de las transacciones comerciales.

Figura 4-4. Generación Mensual del SENI por Tecnología en el 2011 (%)



Todos los valores son tomados de las transacciones comerciales.

Figura 4-5. Generación Total del SENI por Tecnología en el 2011 (%)

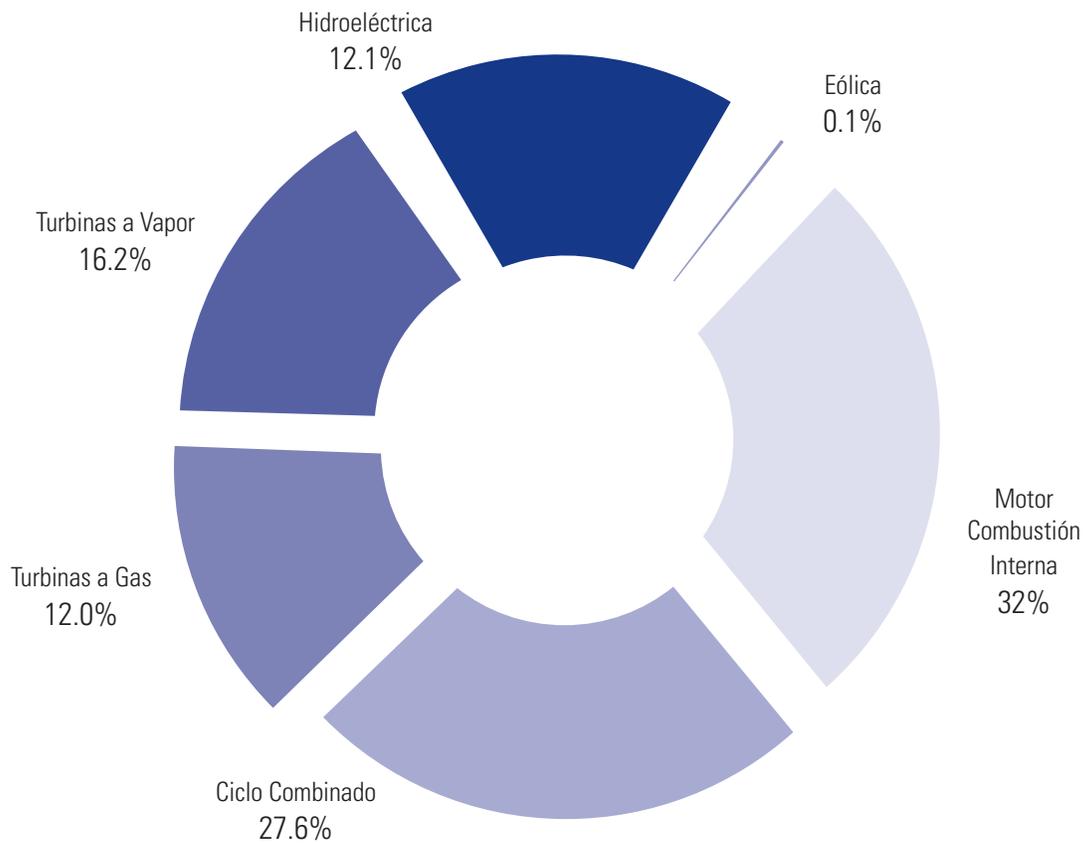
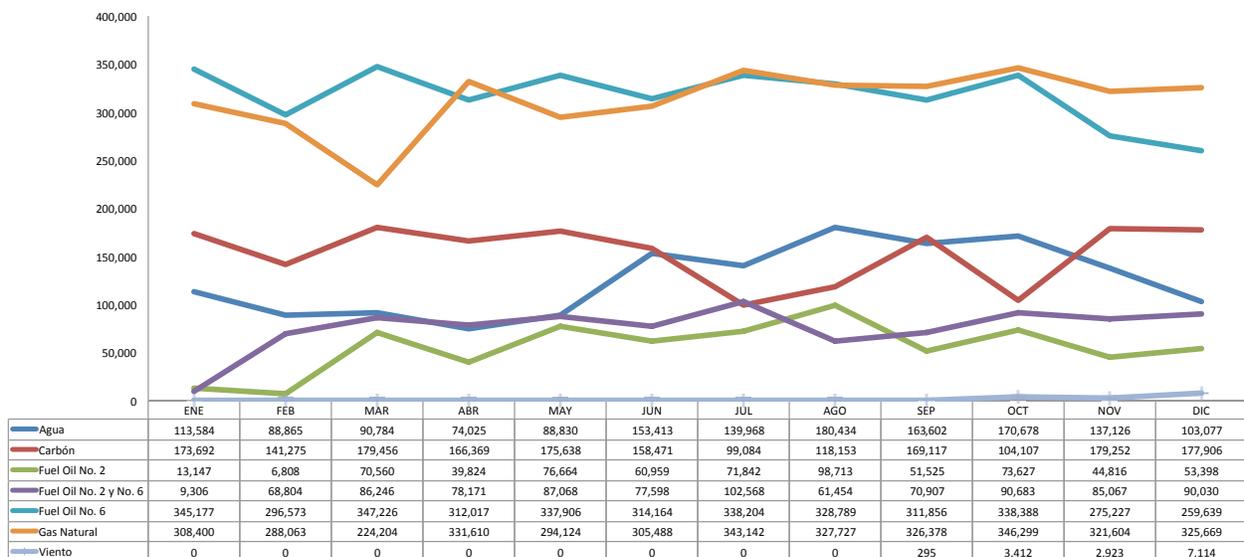
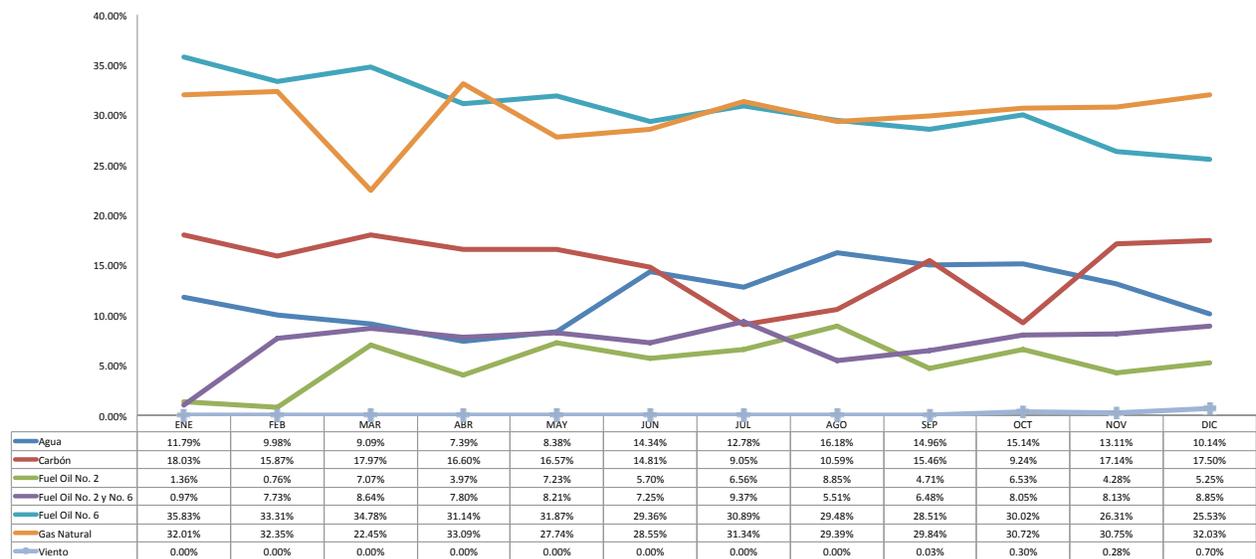


Figura 4-6. Generación Mensual del SENI por Fuente Primaria de Energía en el 2011 (MWh)



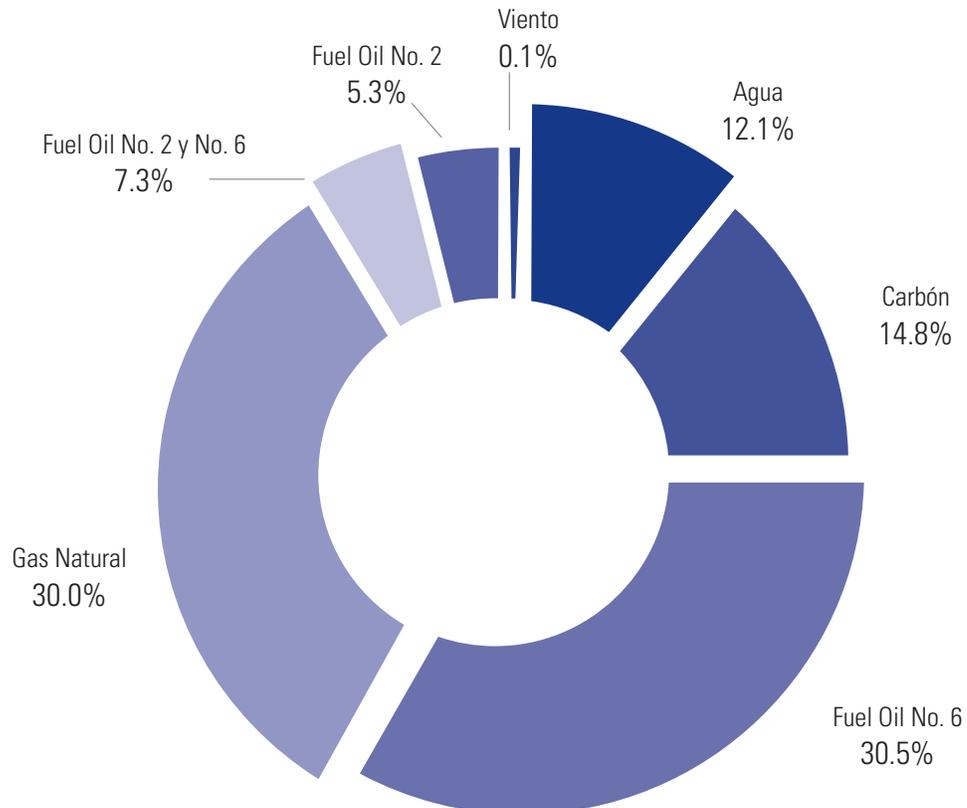
Todos los valores son tomados de las transacciones comerciales.

Figura 4-7. Generación Mensual del SENI por Fuente Primaria de Energía en el 2011 (%)



Todos los valores son tomados de las transacciones comerciales.

Figura 4-8. Generación Mensual del SENI por Fuente Primaria de Energía en el 2011 (%)

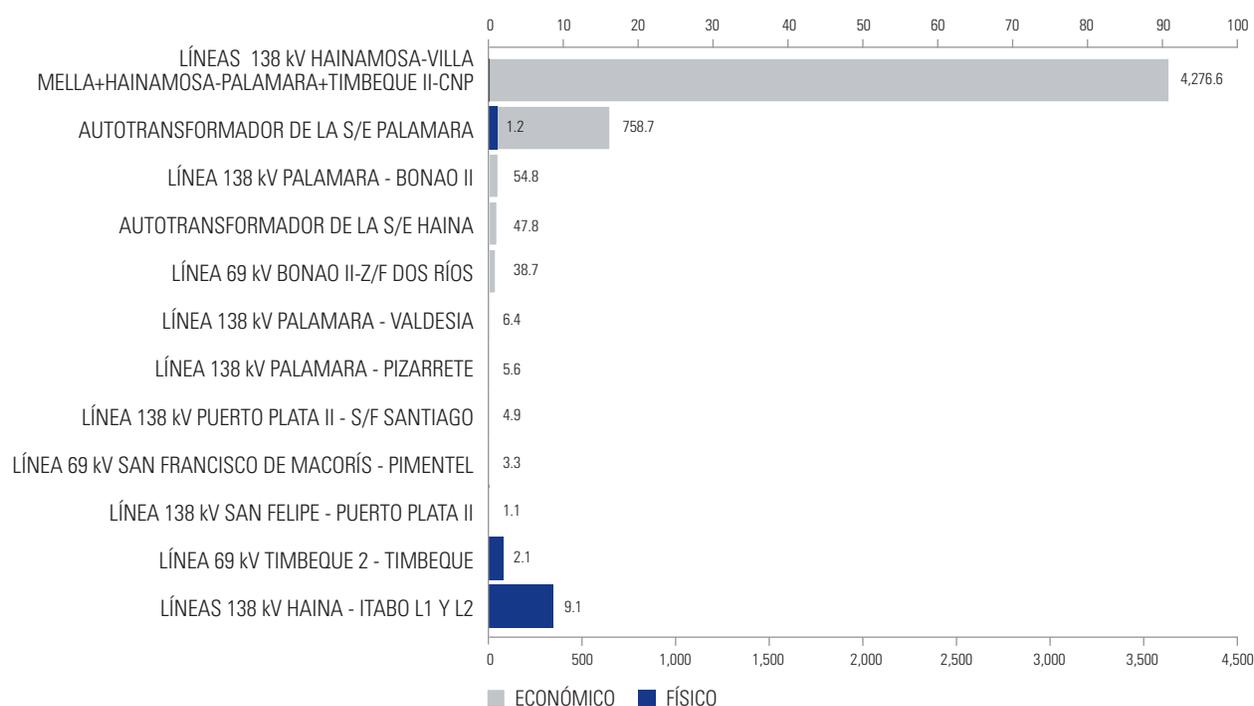


## 4.2 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

En el 2011 se registraron restricciones en la red de transmisión que incidieron desfavorablemente en la operación segura y económica del SENI. Los análisis y estudios realizados por el OC-SENI permitieron extender recomendaciones a los Agentes del MEM y acciones para reducir sus efectos. Se destacan los estudios de Mediano Plazo donde se incorporaron y remodelaron diferentes facetas del análisis energético y eléctrico del SENI con expectativa de un año. En los estudios se utilizó la red futura identificándose oportunamente las máximas transferencias a través de los corredores o “Flowgates”.

Una vez establecidos los parámetros de la ETED a través del Proyecto de Estandarización de la Base de Datos del Programa Digsilent del 2011, considerando las normas CEI 61346-1 y CEI 61346-2 del Comité Nacional Electrotécnico (IEC), ha sido posible tener una única referencia de las líneas que componen el sistema eléctrico, lo cual admite poder soportar la representación actual y futura del mismo sin ambigüedades, independientemente de la complejidad que adquiera el sistema.

Figura 4-9. Desacoples físicos y/o económicos año 2011



Esta base permitió identificar los diferentes desacoples presentados en tiempo real. Los desacoples físicos se originan cuando se separan eléctricamente dos zonas o más debido a la apertura deseada o indeseada de los enlaces que las unen. Los desacoples económicos se producen al activarse la congestión o superarse la máxima capacidad operativa de los enlaces eléctricos en tiempo real entre dos o más zonas, al producirse esta situación los costos marginales de las zonas se hacen diferentes.

En el año 2011 por la congestión en condiciones de exportación de energía desde la zona este del país hacia las zonas norte y sur, la posible activación del corredor o Flowgate 138 kV Timbeque II CNP + Hainamosa Palamara + Hainamosa Villa Mella, representó 4276.58 horas, así como el número de horas por control de flujo en el autotransformador de la subestación de Palamara. También la ocurrencia de varios desacoples físicos en las líneas 138 kV Haina – Itabo L1 y L2 y en la línea 69 kV Timbeque 2 – Timbeque.

### 4.3 ANÁLISIS DE EVENTOS OCURRIDOS EN EL SENI

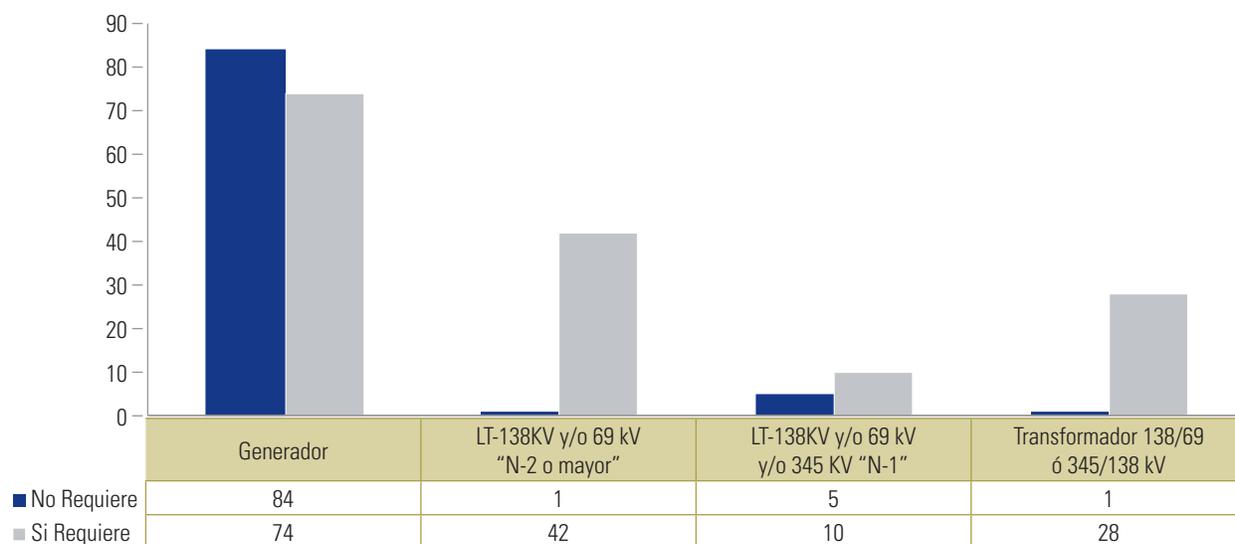
A continuación se presentan las estadísticas de los eventos que involucran fallas en los sistemas de generación, transmisión, distribución y/o combinaciones de estos, pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El objetivo del mismo es evaluar el desempeño de las protecciones en presencia de fallas, determinar las medidas que deben tomarse para minimizar el efecto de las fallas sobre la estabilidad del SENI y la vida útil de los equipos.

En el SENI se registró un total de 245 eventos, de los cuales 158 corresponden a equipos de generación; 43 a equipos de transmisión que involucran líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV o 69 kV con "N-2 o mayor"; 15 con fallas en líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV o 69 kV con "N-1" y 29 fallas que involucran transformadores y autotransformadores de 138 kV / 69 kV o 345 kV / 138 kV.

De acuerdo a la metodología para la clasificación y análisis de eventos, sólo requieren análisis profundo los siguientes casos (Figura 4-10):

1. De los 158 eventos relacionados a generación un 46.84%, equivalente a 74 eventos.
2. De los 43 eventos relacionados a líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV o 69 kV con "N-2 o mayor" un 97.67%, equivalente a 42 eventos.
3. De los 29 eventos relacionados a transformadores y/o autotransformadores de 138 kV / 69 kV o 345 kV / 138 kV un 96.55%, equivalente a 28 eventos.
4. De los 15 eventos relacionados a líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV o 69 kV con "N-1" un 66.66%, equivalente a 10 eventos.

Figura 4-10. Número de eventos ocurridos en el SENI 2011



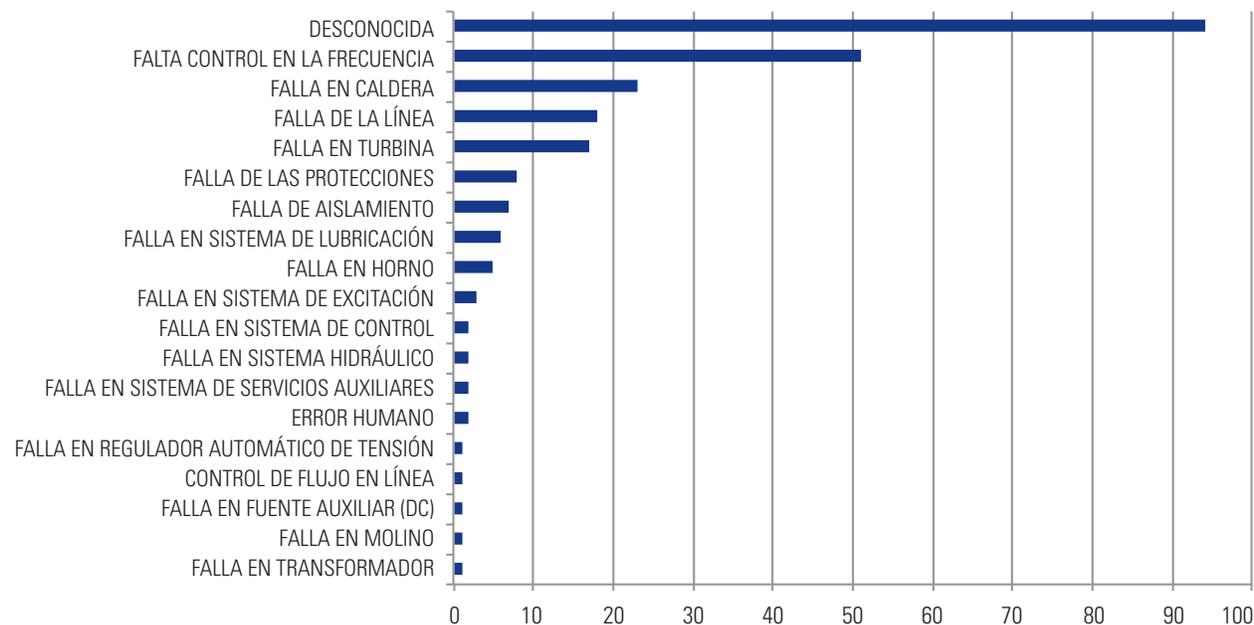
La tabla 4-4 señala los requerimientos de análisis detallados de acuerdo a las ocurrencias en cada mes del año 2011. Se puede observar que los meses con mayores requerimientos fueron los de la temporada ciclónica.

**Tabla 4-4. Requerimientos de análisis detallados de eventos 2011**

Mes	No Requiere Análisis	Si Requiere Análisis	Total
Enero	1	7	8
Febrero	3	5	8
Marzo	4	10	14
Abril	5	6	11
Mayo	10	16	26
Junio	8	20	28
Julio	8	19	27
Agosto	16	23	39
Septiembre	6	21	27
Octubre	19	8	27
Noviembre	10	13	23
Diciembre	1	6	7
Total	91	154	245

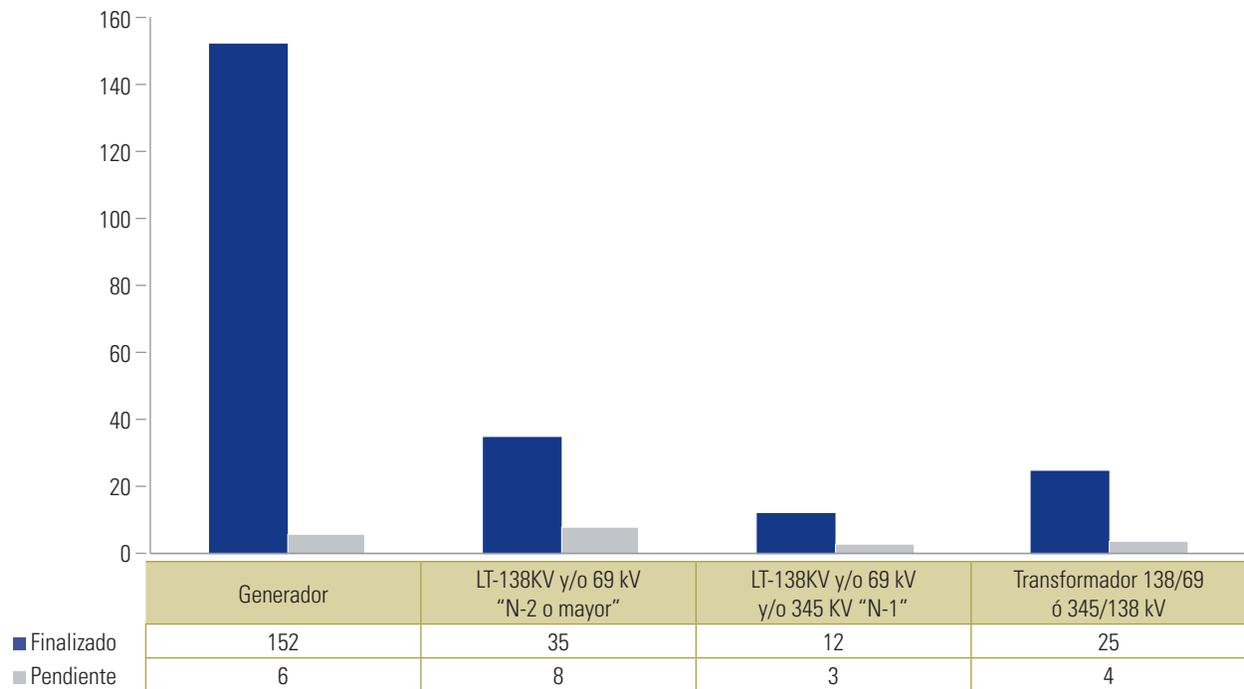
Del total de los eventos ocurridos en el SENI (245) se pudo identificar la causa de 151 eventos, que corresponde a un 61.63% de los casos.

**Figura 4-11. Identificación de las causas de los eventos ocurridos en el SENI 2011**



No fue posible analizar y hacer diagnóstico del desempeño de las protecciones de 21 eventos de los que requerían análisis profundo.

Figura 4-12. Número de eventos analizados en el 2011



En la Figura 4-13 se muestra el estado de avance de los análisis detallados por tipo de evento.

Figura 4-13. Porcentaje de eventos analizados en el 2011

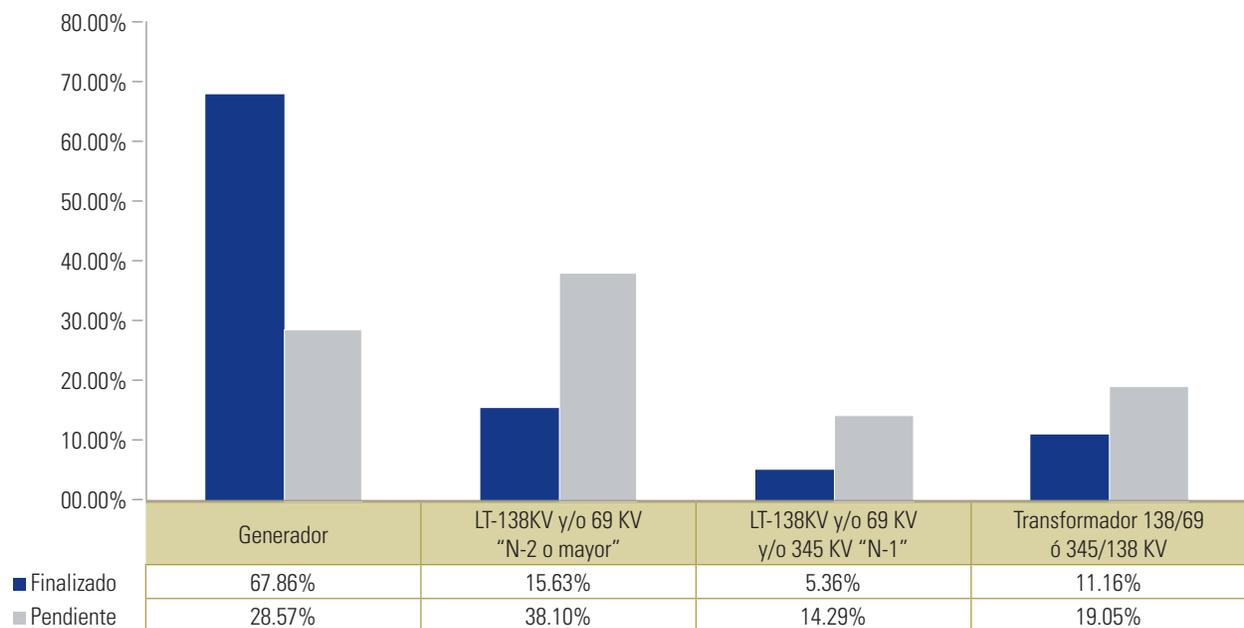
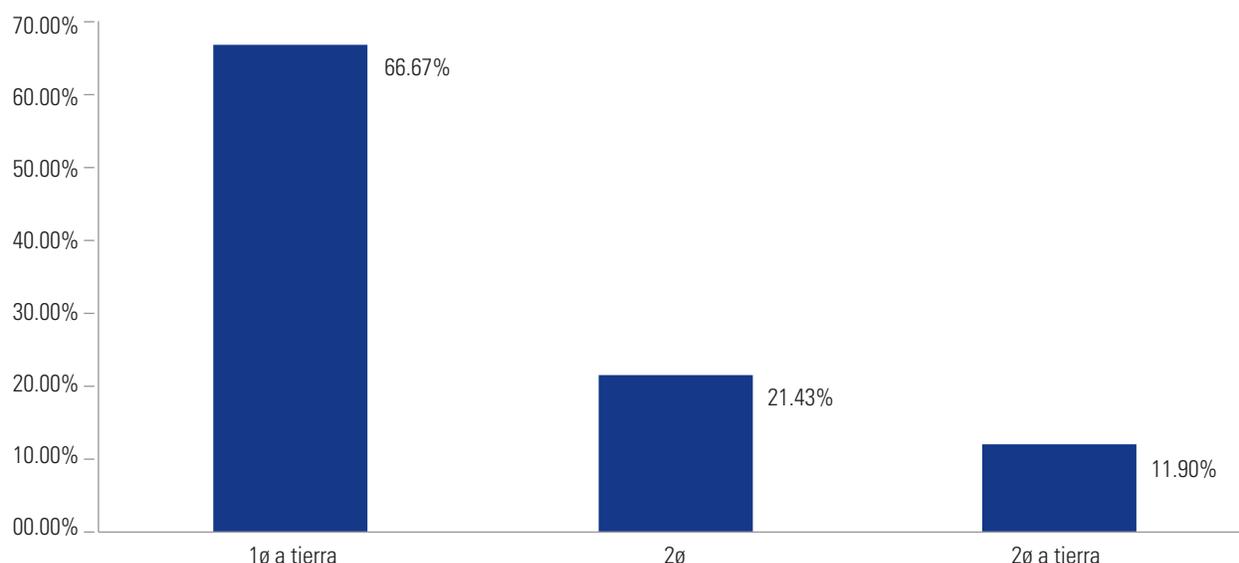


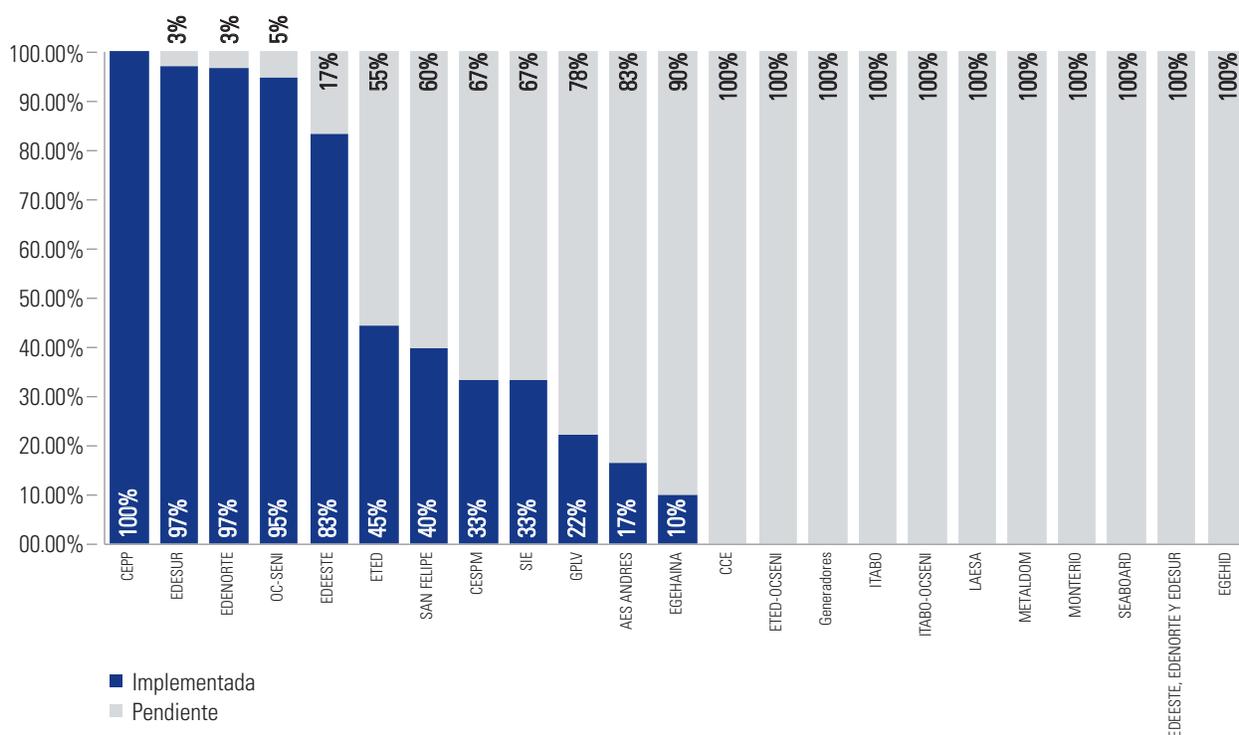
Figura 4-14. Tipo de falla identificada en los eventos ocurridos en el 2011



De los análisis realizados se ha identificado el tipo de falla de aquellos eventos en que los Agentes han remitido los registros solicitados y se observó que de los 90 eventos analizados sólo fue posible identificar el tipo de falla de 42 eventos, correspondiente a un 46.67%, de los cuales el 66.47% corresponde a fallas monofásicas a tierra, el 21.43% a fallas bifásicas y el 11.90% a fallas bifásicas a tierra.

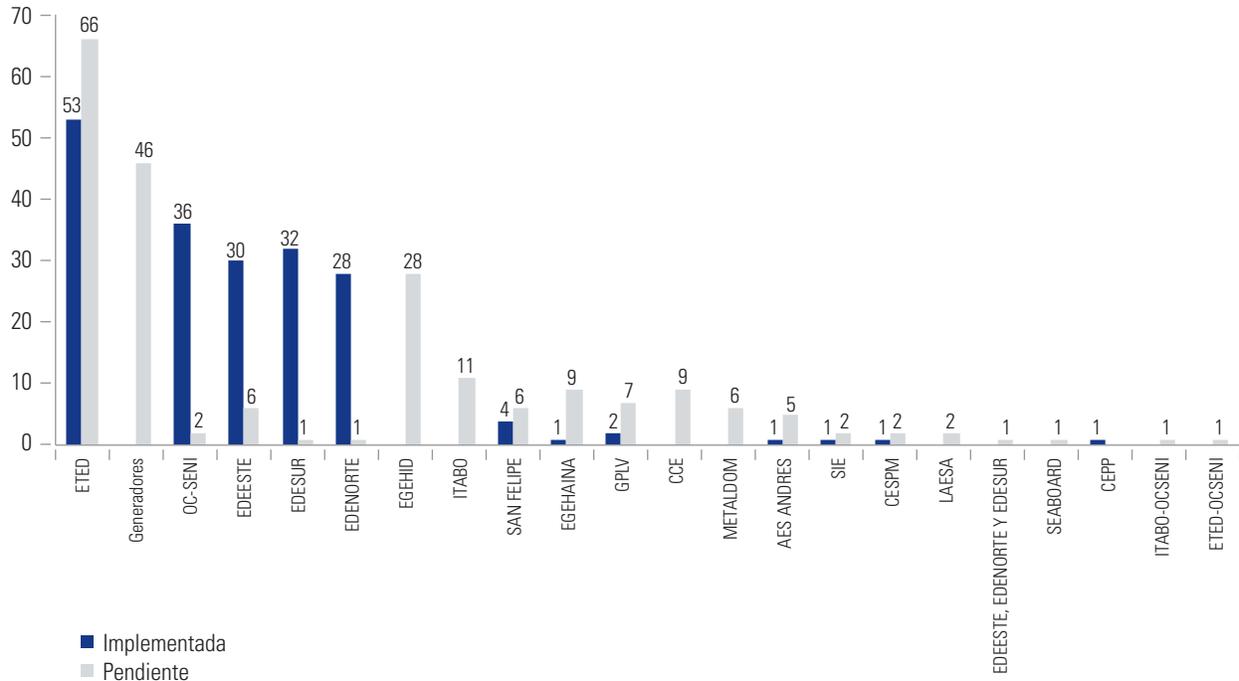
Igualmente, de los eventos analizados se emitieron recomendaciones, sugerencias y observaciones a cada uno de los Agentes involucrados. De las 587 recomendaciones sugeridas a los Agentes han sido implementadas 204, correspondiente a un 34.7%.

Figura 4-15. Porcentaje de recomendaciones realizadas a los Agentes en el 2011



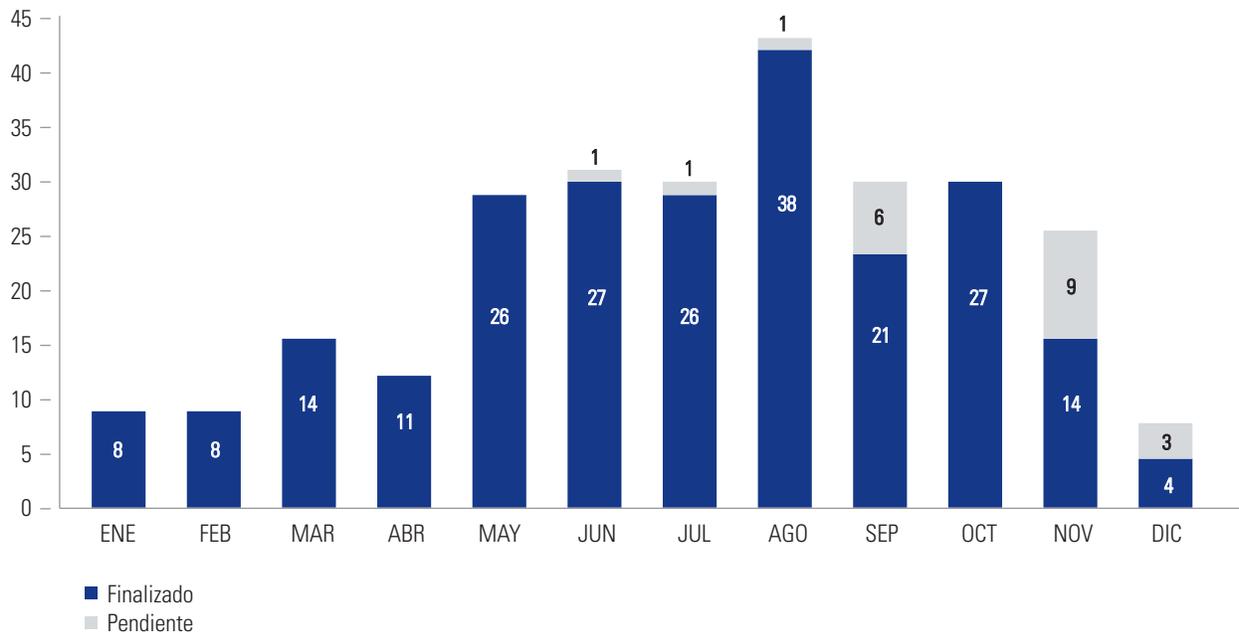
Por otro lado sigue siendo notoria la cantidad de recomendaciones no implementadas por los Agentes, es esencial establecer los mecanismos de gestión adecuados y construir basados en la información presentada, todas las acciones correctivas con el objetivo de lograr el mejoramiento continuo de la operación del SENI.

Figura 4-16. Cantidad de recomendaciones realizadas a los Agentes en el 2011



La mayoría de las recomendaciones están dirigidas a la ETED, por ser ésta la empresa que posee todos los activos de transmisión que están expuestos a falla y la que mayor cantidad de activos posee en la red.

Figura 4-17. Cantidad de eventos por mes en el 2011



La Figura 4-17 muestra una tendencia a la disminución de los eventos en los últimos 4 meses del año 2011. Paralelamente, se observa la disminución en la efectividad de los análisis realizados debido a las deficiencias de los Agentes para remitir al OC-SENI los registros de los equipos de sus instalaciones cuando ocurren eventos.

#### 4.4 INDICADORES DE LA OPERACIÓN

En el año 2011 se confeccionaron indicadores adicionales de la operación del SENI, que generan señales de la evolución y permiten dar seguimiento a las principales variables de control de la operación. Estos indicadores dan la pauta para el establecimiento de compromisos de mejora y gestión en los diferentes ámbitos que llevan a controlar el desempeño del SENI.

En el año 2011 se hizo la labor de análisis a lo interno del Consejo de Coordinación del OC-SENI con la revisión de los indicadores de la operación y la ampliación de los mismos.

##### 4.4.1 INDICADORES DE CALIDAD DE LA FRECUENCIA

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad establece que la frecuencia nominal del SENI debe ser de 60 Hz, y que las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deben ser tales que ésta debe permanecer como mínimo el 99.0% del tiempo dentro del rango exigente de 59.85 y 60.15 Hz, es decir  $60 \pm 0.15$  Hz, y el 99.8% del tiempo en el rango 59.75 y 60.25 Hz, es decir  $60 \pm 0.25$  Hz.

Las siguientes figuras muestran las estadísticas de la frecuencia del SENI durante el 2011 definida a partir de períodos de muestreo de diez segundos. Se observa que la frecuencia ha estado fuera de los estándares de calidad que establece la normativa.

Figura 4-18. Tiempo promedio con frecuencia dentro del rango  $60 \pm 0.15$  [Hz] en el 2011

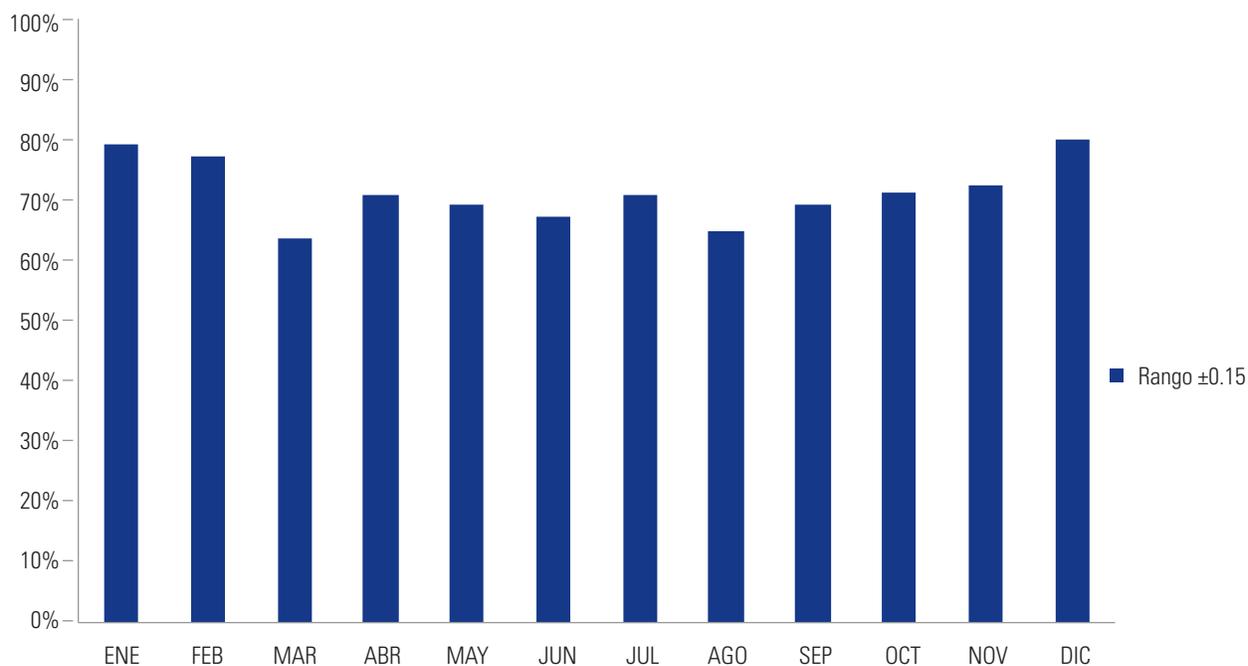
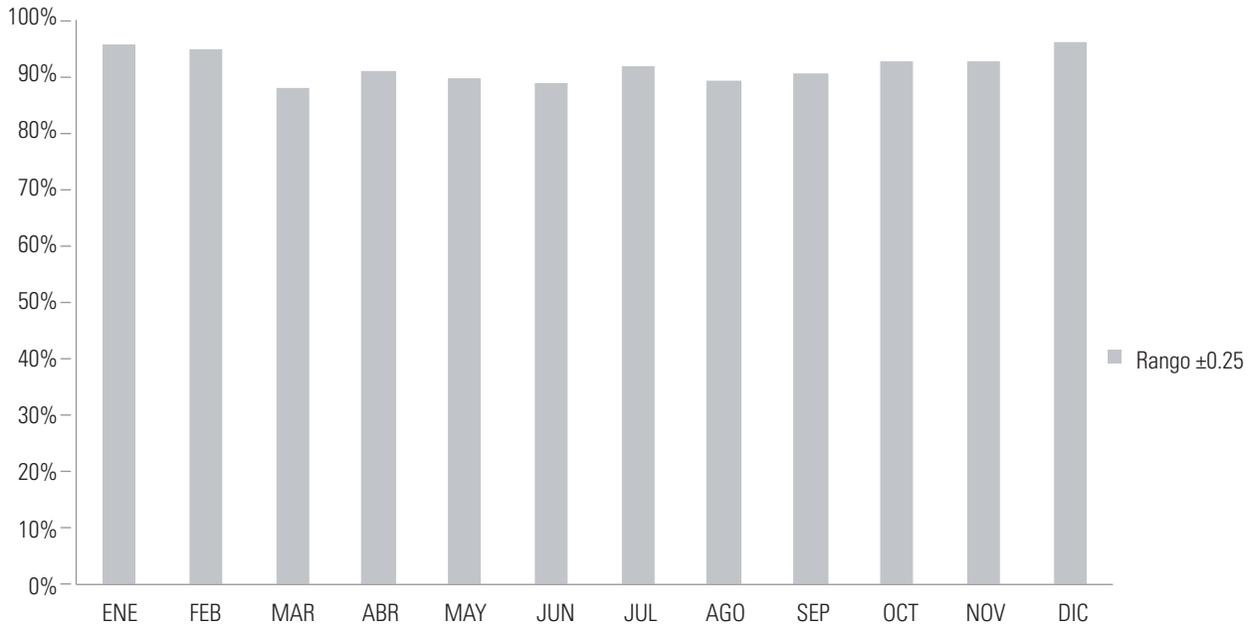
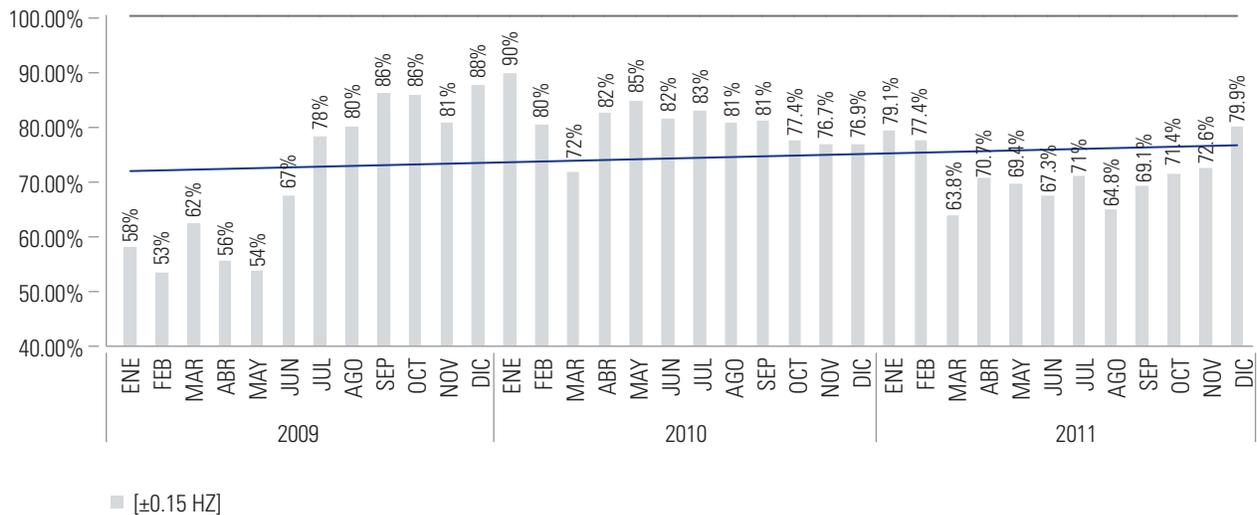


Figura 4-19. Tiempo promedio con frecuencia dentro del rango  $60\pm 0.25$  [Hz] en el 2011



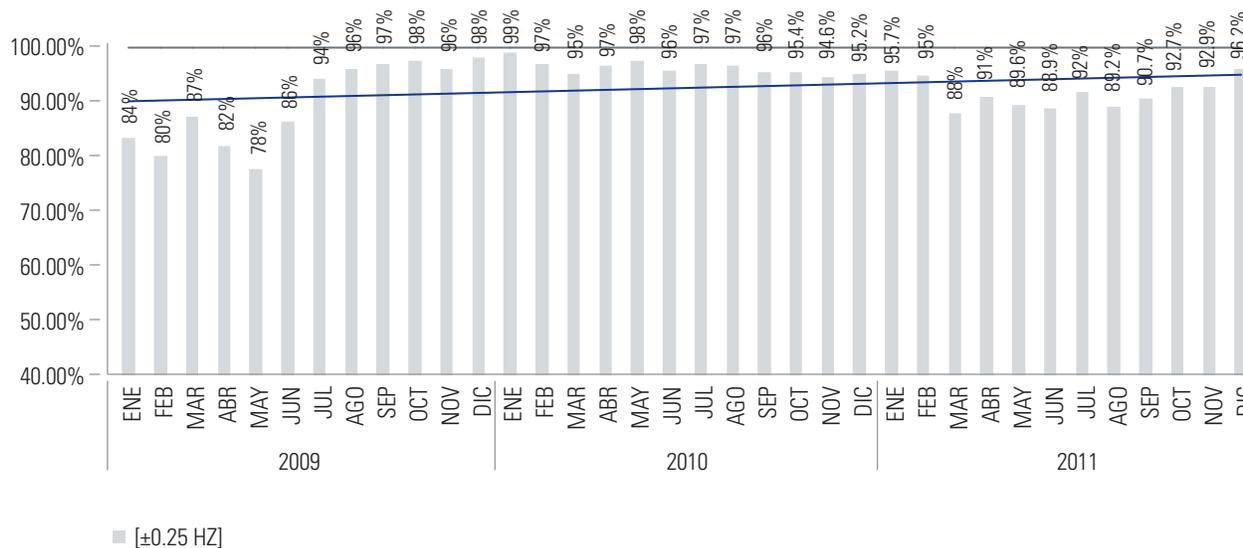
Sin embargo, si se considera un periodo mayor de muestreo se aprecian cambios significativos que se han consolidado en el año 2011 a partir del establecimiento de procedimientos especiales de coordinación de los cortes de gestión de las distribuidoras.

Figura 4-20. Evolución de la calidad de la frecuencia en el SENI promedio mensual período 2009-2011



El año 2011 finalizó con una disminución en la calidad de la frecuencia en relación al año 2010, de un 9.3% en el rango  $\pm 0.15$  Hz y un 4.5% en el rango de  $\pm 0.25$  Hz.

Figura 4-21. Márgenes de regulación promediado período 2009-2011



#### 4.4.2 INDICADORES DE CALIDAD DEL VOLTAJE

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad establece que en la operación del SENI deberán mantenerse niveles de tensión en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos cinco por ciento ( $\pm 5\%$ ) en torno a la tensión nominal.

Figura 4-22. Evolución de la calidad del voltaje en el SENI – promedio mensual año 2011

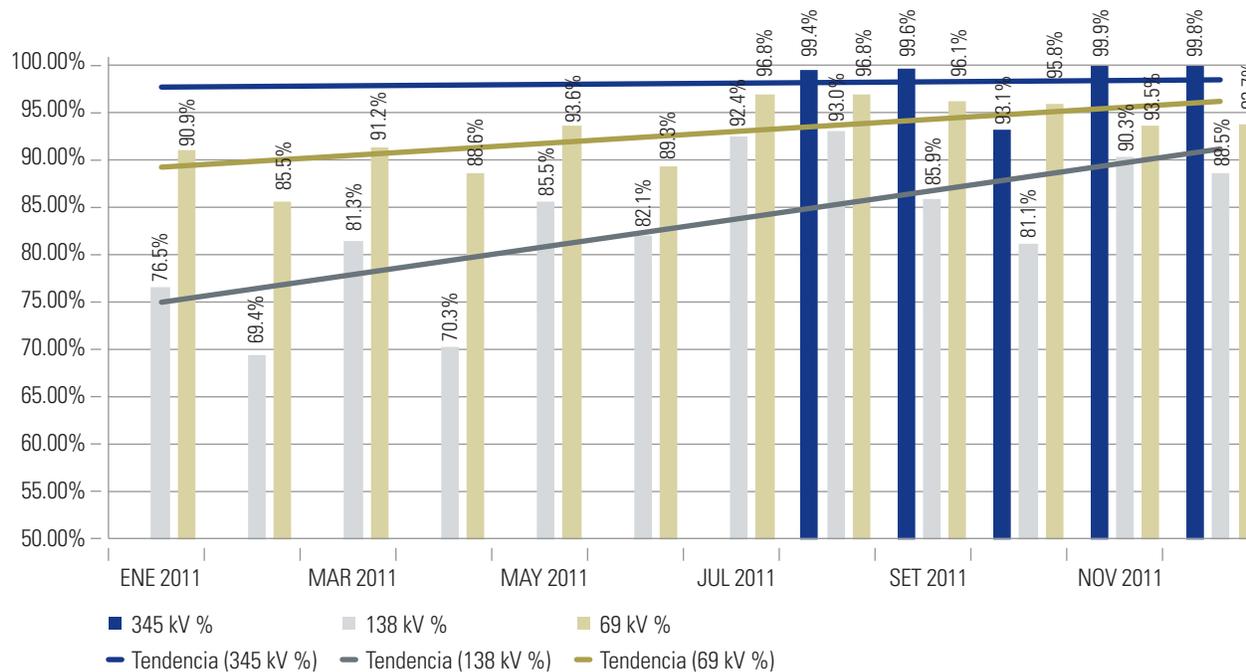
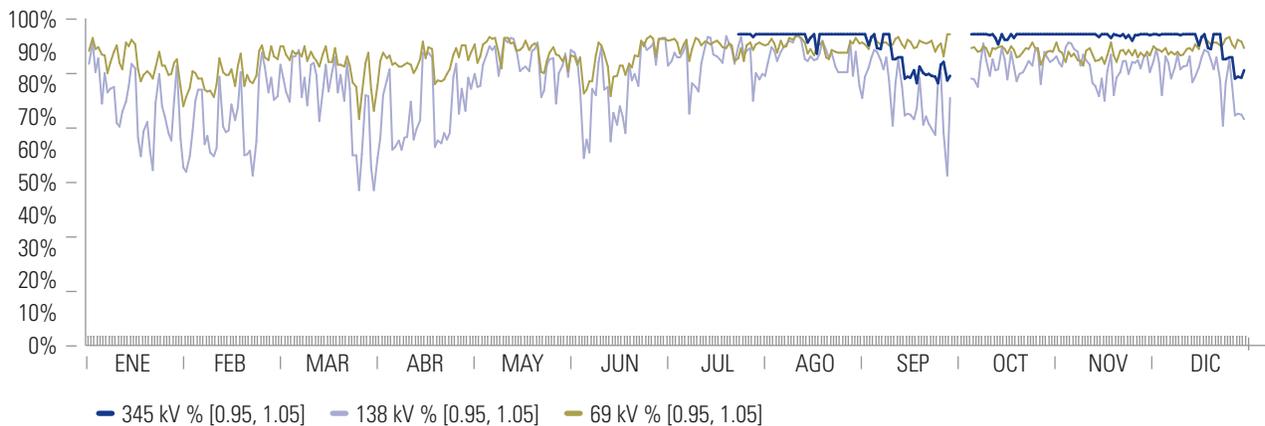


Figura 4-23. Promedio diario de duración del voltaje en barras del SENI en 345 kV, 138 kV y 69 kV – año 2011



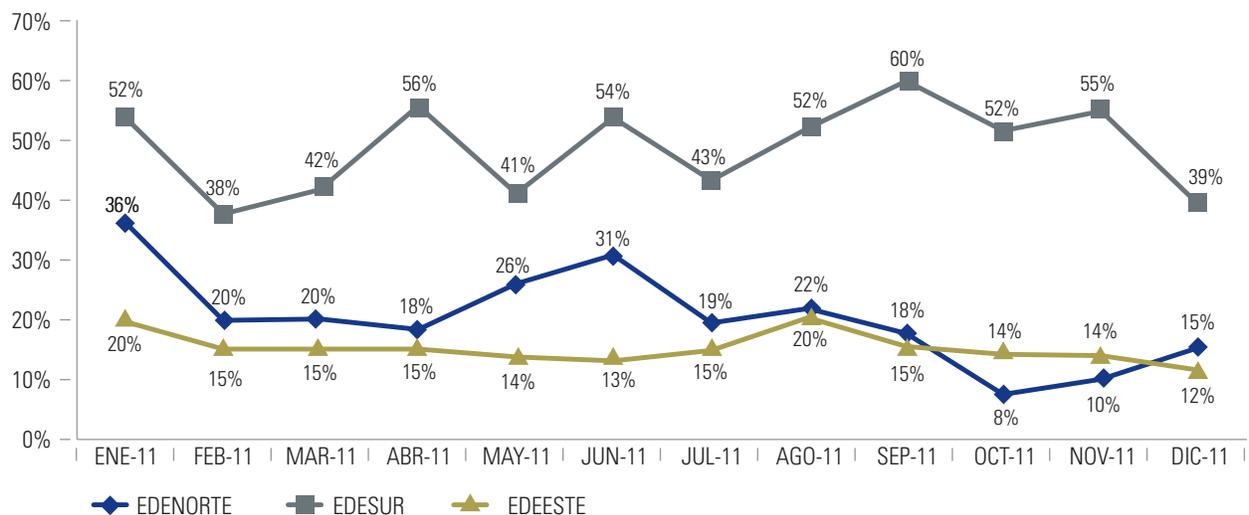
En el año 2011 el día más crítico para los niveles de voltaje fue el 31 de marzo, donde la permanencia promedio del voltaje en los rangos normados para las barras pilotos del SENI a 138 kV, quedó en 47.1%. El 31 de marzo del 2011 la línea 138 kV Bonao – Palamara L1 estaba en mantenimiento programado por una hora, la línea 69 kV Villa Duarte – Los Mina permaneció abierta por siete horas, sumándose a esto el disparo de la turbina de vapor de la central de San Felipe a las 3h45.

La barra del nodo Palamara el 31 de marzo permaneció el 89% del tiempo por debajo del rango  $<0.95$ , mientras que en la barra de Bonao II, el promedio fue de 64% del tiempo para el mismo rango, sumándose a este deterioro la calidad del voltaje, la verificación de restricciones por control del corredor (FlowGate): Timbeque-CNPE + Hainamosa Palamara + Hainamosa -Villa Mella.

#### 4.4.3 DESVIACIÓN EN EL PRONÓSTICO HORARIO DE ABASTECIMIENTO DE DEMANDA DE LAS DISTRIBUIDORAS

En la Figura 4-24 se muestran los resultados de los indicadores de desviación entre la demanda pronosticada y la abastecida en tiempo real. El seguimiento de este indicador se realiza mensualmente.

Figura 4-24. Porcentaje de desviación horaria del pronóstico de demanda por distribuidora rango  $\pm 5\%$

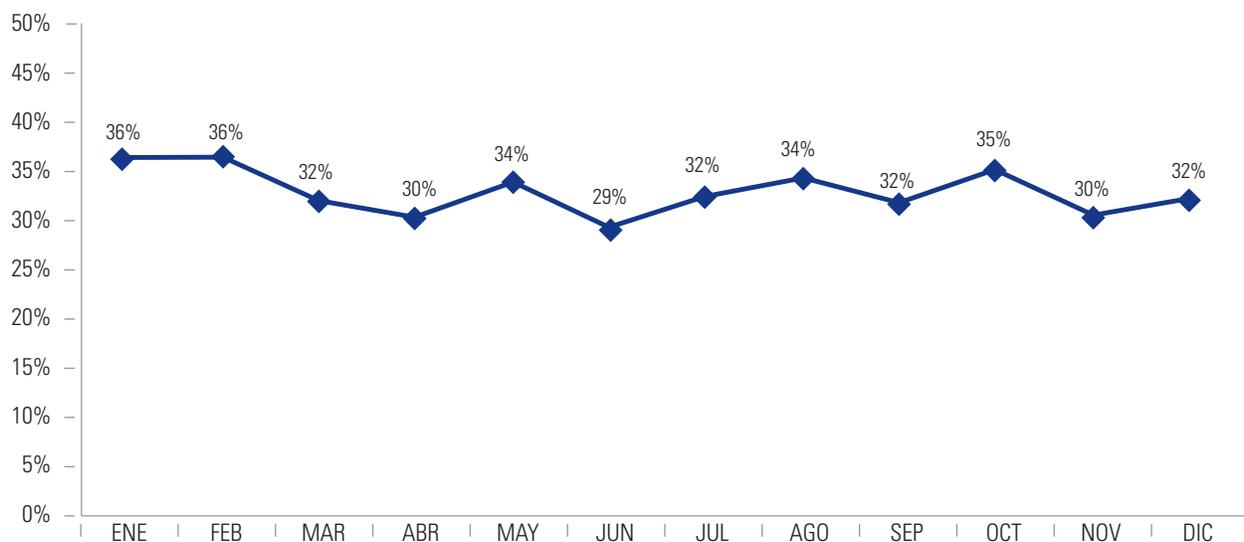


#### 4.4.4 INDICADOR DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

En la Figura 4-25 se muestra la evolución de la indisponibilidad de generación respecto de la potencia instalada, de acuerdo a las declaraciones realizadas en tiempo real.

Una vez estabilizada la componente de indisponibilidad, se identifica una tendencia real de disponibilidad de generación respecto de la Capacidad instalada del SENI de 3,004.6 MW.

Figura 4-25. Evolución de la indisponibilidad total de generación - 2011







## 5.FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



## 5.FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### 5.1 BALANCE DE ENERGÍA

La Tabla 5-1 ilustra el balance general de energía transferido en el SENI durante el 2011. Los registros provienen de los Sistemas de Medición Comercial de los Agentes del MEM.

El total de las inyecciones de las unidades generadoras fue de 12,478.3 GWh.

El total de los retiros de energía de las propias empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados (UNR) fue de 12,242.1 GWh. Este balance contempla los retiros horarios netos del SENI de los Agentes FALCONBRIDGE y METALDOM.

Las pérdidas de transmisión, estimadas por diferencia entre las inyecciones y retiros, fueron de 236.2 GWh y equivalen al 1.9% del total de las inyecciones.

Los retiros de energía de las empresas distribuidoras fueron de 10,710.8 GWh y equivalen al 89.2% del total de las inyecciones. Los retiros de las empresas generadoras y de los UNR fueron de 1,062.1 GWh y equivalen al 8.8% del total de las inyecciones.

*Tabla 5-1. Balance de energía 2011 [GWh]*

[GWh]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Hacia el SENI	AES ANDRES	173.9	165.4	75.4	182.7	183.9	167.2	185.6	170.3	175.6	187.0	173.3	176.7	2,016.9	
	CDEEE	10.0	69.4	146.6	112.3	155.4	126.4	161.4	134.5	111.4	142.1	127.7	140.2	1,437.4	
	CEPP	29.0	25.0	31.9	29.1	33.0	34.2	27.6	33.1	32.3	35.6	32.3	31.8	374.9	
	DPP	110.3	100.6	125.3	122.7	81.4	104.9	121.5	122.9	118.5	124.1	116.4	115.1	1,363.6	
	EGEHID	113.6	88.9	90.8	74.0	88.8	153.4	140.0	180.4	163.6	170.7	137.1	103.1	1,504.4	
	GPLV	98.8	84.9	100.1	102.5	96.0	90.3	90.1	85.3	71.6	77.8	51.1	58.0	1,006.6	
	EGEHAINA	103.6	81.0	100.1	104.4	109.7	100.6	118.6	129.0	121.9	123.5	98.4	76.4	1,267.1	
	ITABO	143.8	117.9	149.8	138.5	146.2	132.5	71.4	92.1	140.6	89.9	152.6	162.7	1,538.1	
	LAESA	53.1	43.7	48.3	49.3	47.8	62.7	71.4	69.3	61.4	66.0	54.3	63.8	690.9	
	METALDOM	18.2	16.0	19.6	18.0	13.4	12.3	16.1	18.6	15.7	18.8	17.4	20.7	204.7	
	SEABOARD	61.1	53.4	59.8	14.6	46.8	39.8	46.8	40.8	41.8	42.6	38.8	37.3	523.6	
	PVDC	47.8	41.9	50.0	54.0	57.8	45.9	44.5	39.1	39.2	49.1	46.6	31.1	546.7	
	FALCONBRIDGE		2.4	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					3.4	
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CDH-CARREFOUR														
	BOHEMIA														
Pérdida (Diferencia)															

*(Continuación Tabla 5-1). Balance de energía 2011 [GWh]*

[GWh]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Desde el SENI	AES ANDRES	0.2	0.0	0.4		0.0	0.1	0.0	0.1					0.8	
	CDEEE	0.8	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.6	0.7	0.6	0.5	7.5	
	CEPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
	DPP	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.8	
	EGEHID	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	2.6
	GPLV	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	1.1
	EGEHAINA	0.5	0.5	0.5	0.9	0.9	0.9	0.8	1.0	0.8	1.0	0.4	0.8	9.0	
	ITABO	0.0	0.6					0.1	0.4	0.6		0.1			1.9
	LAESA	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.7
	METALDOM	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	SEABOARD	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
	PVDC	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.5
	FALCONBRIDGE		0.0	5.9	27.0	27.2	23.7	35.4	44.9	43.5	50.2	48.1	50.3	356.3	
	EDEESTE	264.6	238.1	267.9	266.9	284.2	285.7	288.1	294.0	289.8	295.4	269.1	270.3	3,314.2	
	EDENORTE	270.9	248.8	274.9	272.2	285.6	297.2	308.6	308.6	295.8	302.4	277.0	268.3	3,410.3	
	EDESUR	321.4	300.6	332.3	323.2	341.4	346.7	346.1	348.6	347.7	359.2	333.8	325.4	4,026.6	
	UNR	85.2	82.4	97.9	89.0	98.2	93.9	95.5	96.4	95.0	95.4	94.0	81.5	1,104.3	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.4	0.3	0.7
	CDH-CARREFOUR	0.6	0.6												1.3
	BOHEMIA			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			0.9
Pérdida (Diferencia)	18.1	17.5	17.1	21.1	21.1	20.4	18.7	19.7	19.7	22.1	21.9	18.8	236.2		
<b>Total Hacia el SENI</b>		963.3	890.4	998.5	1,002.0	1,060.2	1,070.1	1,094.8	1,115.3	1,093.7	1,127.2	1,046.0	1,016.8	12,478.3	
<b>Total Desde el SENI</b>		963.3	890.4	998.5	1,002.0	1,060.2	1,070.1	1,094.8	1,115.3	1,093.7	1,127.2	1,046.0	1,016.8	12,478.3	

(\*) Incluye las transferencias netas de FALCONBRIDGE y METALDOM con el SENI.

*Tabla 5-2. Balance de energía 2011 [%]*

[%]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hacia el SENI	AES ANDRES	18.1%	18.6%	7.6%	18.2%	17.3%	15.6%	17.0%	15.3%	16.1%	16.6%	16.6%	17.4%	16.2%
	CDEEE	1.0%	7.8%	14.7%	11.2%	14.7%	11.8%	14.7%	12.1%	10.2%	12.6%	12.2%	13.8%	11.5%
	CEPP	3.0%	2.8%	3.2%	2.9%	3.1%	3.2%	2.5%	3.0%	3.0%	3.2%	3.1%	3.1%	3.0%
	DPP	11.5%	11.3%	12.5%	12.2%	7.7%	9.8%	11.1%	11.0%	10.8%	11.0%	11.1%	11.3%	10.9%
	EGEHID	11.8%	10.0%	9.1%	7.4%	8.4%	14.3%	12.8%	16.2%	15.0%	15.1%	13.1%	10.1%	12.1%
	GPLV	10.3%	9.5%	10.0%	10.2%	9.1%	8.4%	8.2%	7.7%	6.5%	6.9%	4.9%	5.7%	8.1%
	EGEHAINA	10.8%	9.1%	10.0%	10.4%	10.3%	9.4%	10.8%	11.6%	11.1%	11.0%	9.4%	7.5%	10.2%
	ITABO	14.9%	13.2%	15.0%	13.8%	13.8%	12.4%	6.5%	8.3%	12.9%	8.0%	14.6%	16.0%	12.3%
	LAESA	5.5%	4.9%	4.8%	4.9%	4.5%	5.9%	6.5%	6.2%	5.6%	5.9%	5.2%	6.3%	5.5%
	METALDOM	1.9%	1.8%	2.0%	1.8%	1.3%	1.1%	1.5%	1.7%	1.4%	1.7%	1.7%	2.0%	1.6%
	SEABOARD	6.3%	6.0%	6.0%	1.5%	4.4%	3.7%	4.3%	3.7%	3.8%	3.8%	3.7%	3.7%	4.2%
	PVDC	5.0%	4.7%	5.0%	5.4%	5.4%	4.3%	4.1%	3.5%	3.6%	4.4%	4.5%	3.1%	4.4%
	FALCONBRIDGE		0.3%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%					0.0%
	EDEESTE													

*(Continuación Tabla 5-2). Balance de energía 2011 [%]*

[%]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
	EDENORTE													
	EDESUR													
	UNR													
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CDH-CARREFOUR													
	BOHEMIA													
	Pérdida (Diferencia)													
Desde el SENI	AES ANDRES	0.0%	0.0%	0.0%		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%					0.0%
	CDEEE	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
	CEPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	DPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	EGEHID	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	GPLV	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	HAINA	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%
	ITABO	0.0%	0.1%				0.0%	0.0%	0.1%		0.0%			0.0%
	LAESA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	METALDOM	0.0%			0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	SEABOARD	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	PVDC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	FALCONDO		0.0%	0.6%	2.7%	2.6%	2.2%	3.2%	4.0%	4.0%	4.5%	4.6%	4.9%	2.9%
	EDEESTE	27.5%	26.7%	26.8%	26.6%	26.8%	26.7%	26.3%	26.4%	26.5%	26.2%	25.7%	26.6%	26.6%
	EDENORTE	28.1%	27.9%	27.5%	27.2%	26.9%	27.8%	28.2%	27.7%	27.0%	26.8%	26.5%	26.4%	27.3%
	EDESUR	33.4%	33.8%	33.3%	32.3%	32.2%	32.4%	31.6%	31.3%	31.8%	31.9%	31.9%	32.0%	32.3%
	UNR	8.8%	9.3%	9.8%	8.9%	9.3%	8.8%	8.7%	8.6%	8.7%	8.5%	9.0%	8.0%	8.8%
	ALUMINIOS DOMINICANOS											0.0%	0.0%	0.0%
	CDH-CARREFOUR	0.1%	0.1%											0.0%
	BOHEMIA			0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%			0.0%
	Pérdida (Diferencia)	1.9%	2.0%	1.7%	2.1%	2.0%	1.9%	1.7%	1.8%	1.8%	2.0%	2.1%	1.8%	1.9%
Total Hacia el SENI		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Total Desde el SENI		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

**5.2 BALANCE DEFINITIVO DE POTENCIA**

La Tabla 5-3 ilustra el balance general de potencia transferido en el SENI durante el 2011 que resulta del cálculo definitivo de potencia firme.

La inyección promedio anual de las unidades generadoras fue de 1,822.5 MW.

El promedio de los retiros de energía de las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y de los Usuarios No Regulados (UNR) fue de 1,807 MW.

Las pérdidas de transmisión promedio, estimada por diferencia entre las inyecciones y retiros, fueron de 15.5 MW que equivalen al 0.9% del total de las inyecciones.

Tabla 5-3. Balance definitivo de potencia 2011 [MW]

[MW]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hacia el SENI	AES ANDRES	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6
	CDEEE	124.0	123.7	122.7	143.5	138.9	134.4	146.5	132.8	137.6	123.7	125.9	146.7	133.4
	CEPP	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2
	DPP	52.2	52.0	51.6	60.2	58.2	56.3	61.4	55.7	57.7	51.8	52.8	61.5	56.0
	EGEHID	369.8	370.5	372.5	367.7	353.8	352.8	328.9	355.9	346.3	373.9	369.6	328.5	357.5
	GPLV	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9
	EGEHAINA	210.8	210.7	210.1	214.5	202.5	200.0	206.7	199.2	201.8	194.1	195.3	206.8	204.4
	ITABO	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9
	LAESA	58.2	58.2	58.2	58.2	98.7	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	90.9
	METALDOM	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6
	SEABOARD	108.9	108.9	108.9	79.8	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	81.8
	PVDC	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4
	FALCONBRIDGE													
	EDEESTE													
	EDENORTE													
	EDESUR													
	UNR													
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CARREFOUR													
	BOHEMIA													
CERINCA														
CODETEL														
Pérdidas (Diferencia)														
Desde el SENI	AES ANDRES													
	CDEEE	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
	CEPP											0.0	0.0	0.0
	DPP	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	EGEHID	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	GPLV													
	EGEHAINA	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
	ITABO	64.4	36.8											8.4
	LAESA													
	METALDOM	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
	SEABOARD													
	PVDC													
	FALCONBRIDGE		27.6	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	61.0
	EDEESTE	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7
	EDENORTE	525.0	525.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.2
	EDESUR	543.1	543.1	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.6	542.6	542.5
	UNR	137.2	137.2	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	139.9	139.9	139.9	139.7	139.7	139.5
	ALUMINIOS DOMINICANOS											0.2	0.2	0.2
	CARREFOUR	1.3	1.3											1.3
	BOHEMIA			0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1			0.2
CERINCA								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
CODETEL														
Pérdidas (Diferencia)	15.5	15.6	15.6	15.5	15.6	15.5	15.5	15.5	15.5	15.4	15.5	15.5	15.5	
<b>Total Hacia el SENI</b>		1822.5	1822.6	1822.6	1822.5	1822.6	1822.5	1822.5	1822.5	1822.3	1822.5	1822.5	1822.5	1822.5
<b>Total Desde el SENI</b>		1822.5	1822.6	1822.6	1822.5	1822.6	1822.5	1822.5	1822.5	1822.3	1822.5	1822.5	1822.5	1822.5

Tabla 5-3. Balance definitivo de potencia 2011 [%]

[%]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Hacia el SENI	AES ANDRES	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%
	CDEEE	6.8%	6.8%	6.7%	7.9%	7.6%	7.4%	8.0%	7.3%	7.6%	6.8%	6.9%	8.1%
	CEPP	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%
	DPP	2.9%	2.9%	2.8%	3.3%	3.2%	3.1%	3.4%	3.1%	3.2%	2.8%	2.9%	3.4%
	EGEHID	20.3%	20.3%	20.4%	20.2%	19.4%	19.4%	18.0%	19.5%	19.0%	20.5%	20.3%	18.0%
	GPLV	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%
	EGEHAINA	11.6%	11.6%	11.5%	11.8%	11.1%	11.0%	11.3%	10.9%	11.1%	10.7%	10.7%	11.3%
	ITABO	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%
	LAESA	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	5.4%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%
	METALDOM	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%
	SEABOARD	6.0%	6.0%	6.0%	4.4%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%
	EDEESTE												
	EDENORTE												
	EDESUR												
	UNR												
	ALUMINIOS DOMINICANOS												
	CARREFOUR												
	FALCONBRIDGE												
	BOHEMIA												
	CODETEL												
PVDC	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	
CERINCA													
Pérdidas (Diferencia)													
Desde el SENI	AES ANDRES												
	CDEEE	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	CEPP											0.0%	0.0%
	DPP	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	EGEHID	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	GPLV												
	EGEHAINA	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
	ITABO	3.5%	2.0%										
	LAESA												
	METALDOM	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
	SEABOARD												
	EDEESTE	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%	28.9%
	EDENORTE	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%	28.8%
	EDESUR	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%	29.8%
	UNR	7.5%	7.5%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%
	ALUMINIOS DOMINICANOS											0.0%	0.0%
	CARREFOUR	0.1%	0.1%										
	FALCONBRIDGE		1.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
	BOHEMIA			0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%		
	CODETEL												
	PVDC												
	CERINCA								0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Pérdidas (Diferencia)	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%	0.9%	0.8%
Total Hacia el SENI	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Total Desde el SENI	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

### 5.3 DEMANDA MÁXIMA ANUAL

La Tabla 5-4 muestra el pronóstico de demanda de potencia de punta del 2011 de acuerdo al Artículo 265 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. La tabla incluye las demandas máximas del SENI registradas en las horas de punta de cada mes del 2011. Los resultados indican que la máxima demanda real anual pertinente para la reliquidación de potencia firme se registró en la hora 21 del 11 de agosto de 2011.

La inyección neta al SENI fue de 1,822.027 MW, donde 1,806.983MW (99.2%) corresponden a retiros mientras que 15.00 MW (0.83%) son las pérdidas de potencia de punta.

Los retiros se desglosan en 1,593.109 MW (87.4%) destinado a las empresas distribuidoras y 213.874 MW (11.7%) a las demandas de potencia de punta de las empresas generadoras y UNR.

*Tabla 5-4. Pronóstico Demanda Máxima y Máxima Demanda Anual Real 2011 [kW]*

RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (kW)							
	PRONÓSTICO DEMANDA MÁXIMA 2011 (kW)	ENERO 2011 DÍA 19 A LA HORA 20	FEBRERO 2011 DÍA 11 A LA HORA 20	MARZO 2011 DÍA 17 A LA HORA 21	ABRIL 2011 DÍA 01 A LA HORA 22	MAYO 2011 DÍA 11 A LA HORA 21	JUNIO 2011 DÍA 26 A LA HORA 21
DISTRIBUIDORAS	RES. OC 12-2011						
EDEESTE	540,470	454,756	474,358	500,423	490,821	493,626	500,525
EDENORTE	567,415	495,452	478,908	567,546	469,983	480,882	536,103
EDESUR	567,290	564,369	551,974	585,965	494,396	504,364	601,205
SUB TOTAL	1,675,175	1,514,577	1,505,240	1,653,933	1,455,201	1,478,872	1,637,833
USUARIOS NO REGULADOS							
UNR	111,210	145,467	130,213	87,780	128,332	137,126	102,240
OTROS RETIROS							
METALDOM	7,060	5,690	8,696	3,583	2,910	6,328	5,660
DPP	0	337	337	318	318	318	337
SUB TOTAL	7,060	6,027	9,033	3,901	3,228	6,647	5,997
SUB TOTAL RETIROS GENERADORES	66,173	2,705	1,934	1,141	49,055	45,863	41,790
TOTAL RETIROS	1,859,619	1,668,776	1,646,420	1,746,755	1,635,815	1,668,507	1,787,860
INYECCION TOTAL							
BRUTA		1,739,426	1,737,211	1,828,797	1,739,532	1,761,122	1,878,821
NETA EN BT	1,904,946	1,684,871	1,680,720	1,770,420	1,678,892	1,701,325	1,817,946
NETA EN AT	1,899,547	1,679,864	1,675,527	1,766,213	1,673,122	1,696,889	1,812,974
PERDIDAS*	2.10%	0.66%	1.74%	1.10%	2.23%	1.67%	1.39%

*(Continuación Tabla 5-4). Pronóstico Demanda Máxima y Máxima Demanda Anual Real 2011 [kW]*

RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (kW)							
	PRONÓSTICO DEMANDA MÁXIMA 2011 (kW)	JULIO 2011 DÍA 20 A LA HORA 21	AGOSTO 2011 DÍA 11 A LA HORA 21	SEPTIEMBRE 2011 DÍA 6 A LA HORA 21	OCTUBRE 2011 DÍA 24 A LA HORA 20	NOVIEMBRE 2011 DÍA 7 A LA HORA 20	DICIEMBRE 2011 DÍA 24 A LA HORA 20
DISTRIBUIDORAS	RES. OC 12-2011						
EDEESTE	540,470	519,634	526,719	489,865	497,482	477,964	513,207
EDENORTE	567,415	503,994	524,009	503,950	519,920	493,909	545,126
EDESUR	567,290	520,363	542,381	530,969	550,336	520,505	574,283
SUB TOTAL	1,675,175	1,543,991	1,593,109	1,524,785	1,567,738	1,492,378	1,632,617
USUARIOS NO REGULADOS							
UNR	111,210	139,494	140,149	125,631	126,134	136,060	47,322
OTROS RETIROS							
METALDOM	7,060	8,510	7,391	7,490	8,604	8,847	2,599
DPP	0	337	337	337	356	318	337
SUB TOTAL	7,060	8,847	7,728	7,827	8,959	9,165	2,936
SUB TOTAL RETIROS GENERADORES	66,173	48,777	65,998	67,114	75,687	74,660	74,731
TOTAL RETIROS	1,859,619	1,741,109	1,806,983	1,725,357	1,778,518	1,712,262	1,757,606
INYECCION TOTAL							
BRUTA		1,846,588	1,881,446	1,860,186	1,864,865	1,819,985	1,849,801
NETA EN BT	1,904,946	1,790,857	1,827,128	1,798,527	1,817,548	1,760,431	1,791,362
NETA EN AT	1,899,547	1,785,915	1,822,027	1,794,147	1,813,013	1,756,326	1,785,237
PERDIDAS*	2.10%	2.51%	0.83%	3.83%	1.90%	2.51%	1.55%

DEMANDA MÁXIMA AÑO 2011	1,881,446	AGOSTO 2011
----------------------------	-----------	----------------

## 5.4 TASA DE CAMBIO

A continuación se presenta la evolución de la tasa de cambio utilizada para llevar el Costo Marginal Tope a Pesos Dominicanos, según lo establece el Artículo 1 de la Resolución SIE 03-2011. Esta misma tasa de cambio fue utilizada para realizar una estimación de las Transacciones Económicas en dólares de los Estados Unidos de América.

Figura 5-1. Tasa de Cambio para las transacciones económicas 2011 [RD\$/US\$]



## 5.5 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

La Tabla 5-5 muestra la evolución en el 2011 del Costo Marginal de Corto Plazo de energía referido a la barra de referencia del SENI pertinente para las transacciones económicas del MEM (CMg Energía). En la Figura 5-2 incluye el Costo Marginal de Energía (CMg Preliminar) sin considerar la limitación del Costo Marginal Tope de energía que se establece en la Resolución SIE 03-2011.

Tabla 5-5. Costo Marginal Tope de energía en el 2011 [US\$/MWh]

COSTO MARGINAL TOPE 2011		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio	
Costo Marginal Tope Base	[US\$/MWh]	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	
CPI Mar 2001		176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	176.20	
CPI Mes i-2		218.80	219.18	220.22	221.31	223.47	224.91	225.96	225.72	225.92	226.55	226.89	226.42	223.78	
A = CPI Mes i-2/CPI Mar 2001		1.2418	1.2439	1.2498	1.2560	1.2683	1.2764	1.2824	1.2811	1.2822	1.2857	1.2877	1.2850	1.2700	
Precio Fuel Oil N°6 - Base	[US\$/barril]	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	
Precio Fuel Oil N°6 - Promedio	[US\$/barril]	75.71	79.05	87.93	95.51	101.46	95.40	98.65	100.56	97.42	97.63	99.27	100.32	94.08	
Aporte CPI	[US\$/MWh]	27.32	27.37	27.50	27.63	27.90	28.08	28.21	28.18	28.21	28.29	28.33	28.27	27.94	
Aporte Precio Fuel Oil N°6	[US\$/MWh]	146.97	153.44	170.68	185.41	196.95	185.19	191.50	195.20	189.11	189.52	192.69	194.73	182.62	
COSTO MARGINAL Tope	[US\$/MWh]	174.29	180.81	198.18	213.04	224.86	213.27	219.71	223.39	217.32	217.80	221.02	223.00	210.56	
Variación CMgTope (respecto mes anterior)	%		3.8%	3.7%	9.6%	7.5%	5.5%	-5.2%	3.0%	1.7%	-2.7%	0.2%	1.5%	0.9%	2.5%
Variación CMgtope (respecto de enero)	%			4.1%	15.1%	24.4%	31.9%	24.6%	28.7%	31.0%	27.1%	27.5%	29.5%	30.7%	25.0%

Figura 5-2. Costo Marginal Tope de energía Resolución SIE 03-2011

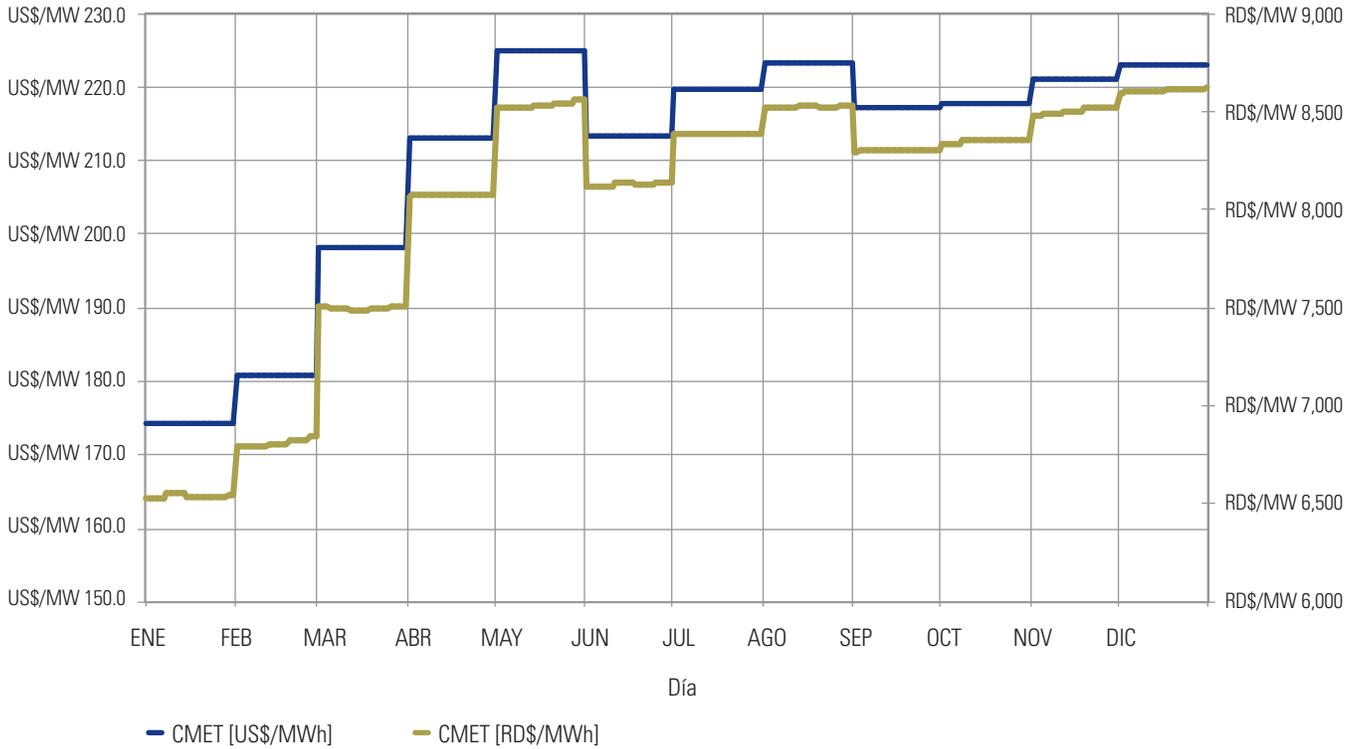
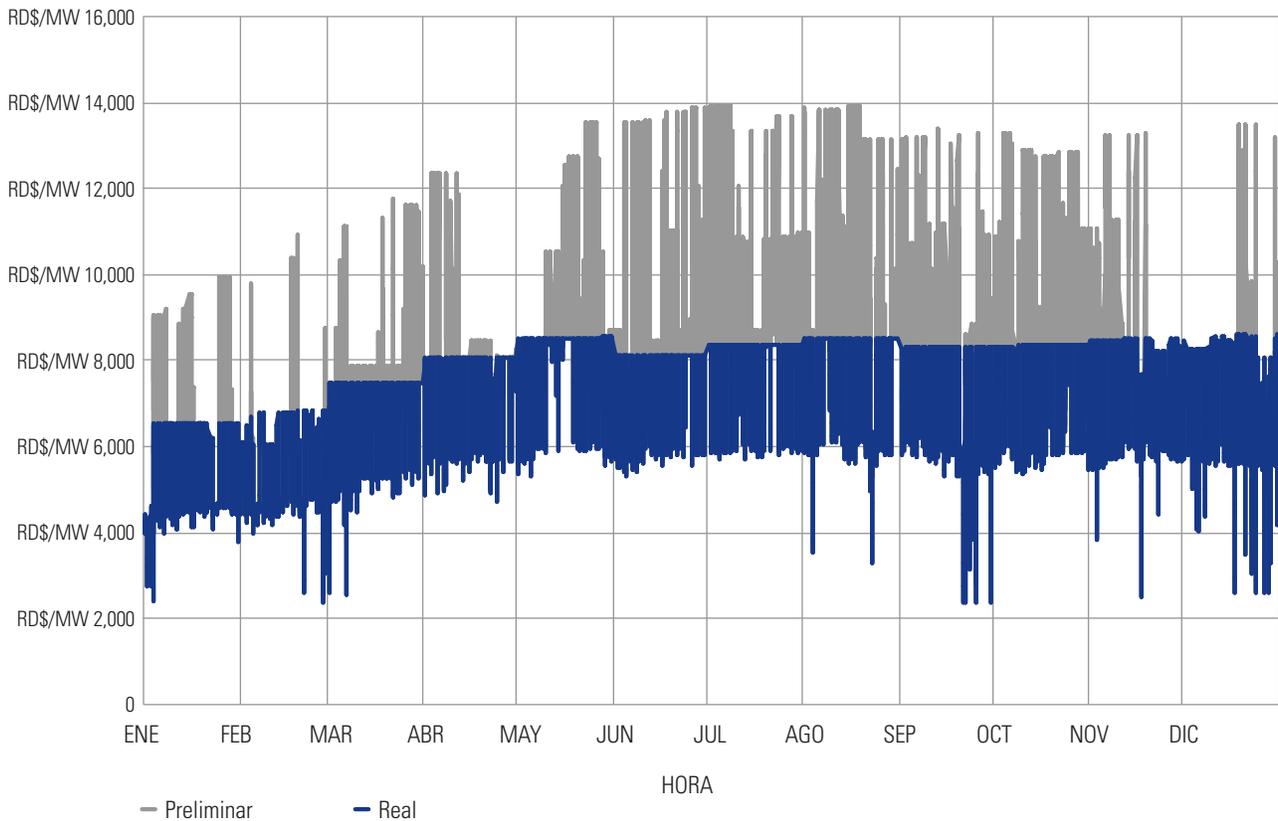


Figura 5-3. Costo Marginal de Corto Plazo de energía en barra de referencia 2011 - RD\$/MWh



*Tabla 5-6. Horas en que el Costo Marginal fue mayor o igual al Costo Marginal Tope en el 2011*

Data	CMgMÁX	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Gran Total
# HORAS	CMgT < CMgMáx	518	574	305	467	331	267	211	322	429	333	544	724	5025
	Desabastecimiento	122	81	115	111	159	93	106	154	66	94	19	1	1121
	CMgP > CMgMáx	104	17	324	142	254	360	427	268	225	317	157	19	2614
% HORAS	CMgT < CMgMáx	70%	85%	41%	65%	44%	37%	28%	43%	60%	45%	76%	97%	57%
	Desabastecimiento	16%	12%	15%	15%	21%	13%	14%	21%	9%	13%	3%	0%	13%
	CMgP > CMgMáx	14%	3%	44%	20%	34%	50%	57%	36%	31%	43%	22%	3%	30%
Total # HORAS		744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
Total % HORAS		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Donde los términos tienen el siguiente significado:

CMgT	Costo Marginal de Corto Plazo de energía referido a la barra de referencia del SENI pertinente para las transacciones económicas de MEM.
CMgMáx	Costo Marginal Tope de energía establecido en la Resolución SIE 03-2011
CMgP	Costo Marginal de energía sin considerar la limitación del Costo Marginal Máximo de energía de establece la Resolución SIE 03-2011.

Tabla 5-7. Subsistemas en el 2011 con incidencia en las transacciones económicas

Data	SUBSISTEMA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio CMg [US\$/MWh]	Palamara 138 [kV]	140.7	147.9	178.9	195.6	210.6	197.8	206.8	201.4	185.6	198.7	187.9	186.8
	69 kV: Autotransformador Palamara	118.7	121.8	147.3	154.2	151.3	152.0	175.5	160.7	159.8	155.5	165.7	156.3
	15 de Azua - Pizarrete	119.2											119.2
	69 kV: Diesel - La Vega		131.7										131.7
	Este: Hainamosa-Palamara		111.6	156.3	165.1	192.1	177.4	183.0	174.4	192.6	168.3	172.1	178.4
	69 kV: Zona Timbeque			165.4							169.0		169.0
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa			146.8									146.8
	Norte: Bonao-Palamara				154.8					186.6	194.8		188.6
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				155.0	176.6	174.1	212.4					176.5
	Zona Pimentel						186.6	183.5					185.6
	69 kV: Autotransformador Barahona								99.2	103.9		104.0	102.6
	Sur: Valdesia-Palamara									175.2	155.0	167.5	164.9
	69 kV: Autotransformador Haina									217.3	217.4	220.0	217.8
Promedio CMg [RDS/MWh]	Palamara 138 [kV]	5,279	5,570	6,767	7,412	7,989	7,540	7,891	7,685	7,091	7,618	7,228	7,108
	69 kV: Autotransformador Palamara	4,446	4,586	5,571	5,846	5,737	5,794	6,696	6,133	6,107	5,958	6,373	5,980
	15 de Azua - Pizarrete	4,482											4,482
	69 kV: Diesel - La Vega		4,954										4,954
	Este: Hainamosa-Palamara		4,207	5,914	6,256	7,290	6,765	6,984	6,655	7,356	6,448	6,617	6,801
	69 kV: Zona Timbeque			6,253							6,474		6,470
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa			5,560									5,560
	Norte: Bonao-Palamara				5,867					7,134	7,450		7,211
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				5,876	6,695	6,626	8,105					6,698
	Zona Pimentel						7,116	7,002					7,078
	69 kV: Autotransformador Barahona								3,784	3,968		3,994	3,930
	Sur: Valdesia-Palamara									6,692	5,949	6,446	6,329
	69 kV: Autotransformador Haina									8,305	8,344	8,448	8,334
Número de Horas	Palamara 138 [kV]	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	8016
	69 kV: Autotransformador Palamara	56	30	35	5	1	29	8	48	126	79	308	725
	15 de Azua - Pizarrete	8											8
	69 kV: Diesel - La Vega		20										20
	Este: Hainamosa-Palamara		40	20	45	409	297	331	231	68	218	169	1828
	69 kV: Zona Timbeque			4							209		213
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa			3									3
	Norte: Bonao-Palamara				1					29	15		45
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				3	20	4	2					29
	Zona Pimentel						8	4					12
	69 kV: Autotransformador Barahona								11	9		20	40
	Sur: Valdesia-Palamara									4	6	7	17
	69 kV: Autotransformador Haina									113	19	28	160

*(Continuación Tabla 5-7). Subsistemas en el 2011 con incidencia en las transacciones económicas*

Data	SUBSISTEMA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Gran Total
Pocentaje de Horas	Palamara 138 [kV]	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	69 kV: Autotransformador Palamara	7.5%	4.5%	4.7%	0.7%	0.1%	4.0%	1.1%	6.5%	17.5%	10.6%	42.8%	9.04%
	15 de Azua - Pizarrete	1.1%											0.10%
	69 kV: Diesel - La Vega		3.0%										0.25%
	Este: Hainamosa-Palamara		6.0%	2.7%	6.3%	55.0%	41.3%	44.5%	31.0%	9.4%	29.3%	23.5%	22.80%
	69 kV: Zona Timbeque			0.5%							28.1%		2.66%
	Norte: Bonaio 2 - Canabacoa			0.4%									0.04%
	Norte: Bonaio-Palamara				0.1%					4.0%	2.0%		0.56%
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				0.4%	2.7%	0.6%	0.3%					0.36%
	Zona Pimentel						1.1%	0.5%					0.15%
	69 kV: Autotransformador Barahona								1.5%	1.3%		2.8%	0.50%
	Sur: Valdesia-Palamara									0.6%	0.8%	1.0%	0.21%
	69 kV: Autotransformador Haina									15.7%	2.6%	3.9%	2.00%

**5.6 COSTOS MARGINALES DE POTENCIA**

La Tabla 5-8 muestra la evolución del Costo Marginal de Potencia de Punta de la barra de referencia en el 2011.

*Tabla 5-8. Costo Marginal de Potencia de Punta en barra de referencia 2011*

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CMPPBRDic n-1	[RD\$/kW-mes]	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9
CPI Mes i-1		219.18	220.22	221.31	223.47	224.91	225.96	225.72	225.92	226.55	226.89	226.42	226.23	224.40
CPI Nov n-1		218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80
A = Min(CPI Mes i-1/CPI Nov n-1; 1.02)		1.0017	1.0065	1.0115	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0166
D Mes i-1	[RD\$/US\$]	37.41	37.55	37.70	37.86	37.92	37.99	38.16	38.18	38.18	38.22	38.38	38.52	38.01
D Nov n-1	[RD\$/US\$]	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33
CMPPBRMes i	[RD\$/kW-mes]	302.01	304.61	307.36	311.24	311.76	312.32	313.70	313.88	313.83	314.18	315.52	316.70	311.43

Donde los términos tienen el siguiente significado:

CMPPBRDic n-1	Precio de la Potencia de Punta del mes de Diciembre del año anterior al que corresponde el cálculo de acuerdo a la Resolución SIE-38-2009.
CPI Mes i-1	Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América, all cities, all items del mes anterior al que corresponde el cálculo.
CPI Nov n-1	Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América all cities, all items del mes de Noviembre del año anterior al que corresponde el cálculo.
A	Factor de indexación por CPI:
A = Min(CPI Mes i-1/CPI Nov n-1; 1.02)	
D Mes i-1	Tasa de cambio promedio del dólar americano para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, publicada por el Banco Central, correspondiente al mes anterior al que corresponde el cálculo.
D Nov n-1	Tasa de cambio promedio del dólar americano para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, publicada por el Banco Central, correspondiente al mes de noviembre del año anterior al que corresponde el cálculo
CMPPBRMES i	Precio de la Potencia de Punta del mes i para el que se realiza el cálculo:
CMPPBRMES i = A*(D Mes i-1/D Nov n-1)*CMPPBRDic n-1.	

## 5.7 TRANSACCIONES DE ENERGÍA

La Tabla 5-9 presenta la energía inyectada por cada Agente del MEM. Las inyecciones provienen de la producción de las unidades generadoras del SENI y de los contratos de compra de electricidad.

Tabla 5-9. Inyecciones de energía 2011 [GWh]

[GWh]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Inyección x Generación	AES ANDRES	173.9	165.4	75.4	182.7	183.9	167.2	185.6	170.3	175.6	187.0	173.3	176.7	2,016.9	
	CDEEE	10.0	69.4	146.6	112.3	155.4	126.4	161.4	134.5	111.4	142.1	127.7	140.2	1,437.4	
	CEPP	29.0	25.0	31.9	29.1	33.0	34.2	27.6	33.1	32.3	35.6	32.3	31.8	374.9	
	DPP	110.3	100.6	125.3	122.7	81.4	104.9	121.5	122.9	118.5	124.1	116.4	115.1	1,363.6	
	EGEHID	113.6	88.9	90.8	74.0	88.8	153.4	140.0	180.4	163.6	170.7	137.1	103.1	1,504.4	
	GPLV	98.8	84.9	100.1	102.5	96.0	90.3	90.1	85.3	71.6	77.8	51.1	58.0	1,006.6	
	EGEHAINA	103.6	81.0	100.1	104.4	109.7	100.6	118.6	129.0	121.9	123.5	98.4	76.4	1,267.1	
	ITABO	143.8	117.9	149.8	138.5	146.2	132.5	71.4	92.1	140.6	89.9	152.6	162.7	1,538.1	
	LAESA	53.1	43.7	48.3	49.3	47.8	62.7	71.4	69.3	61.4	66.0	54.3	63.8	690.9	
	METALDOM	18.2	16.0	19.6	18.0	13.4	12.3	16.1	18.6	15.7	18.8	17.4	20.7	204.7	
	SEABOARD	61.1	53.4	59.8	14.6	46.8	39.8	46.8	40.8	41.8	42.6	38.8	37.3	523.6	
	PVDC	47.8	41.9	50.0	54.0	57.8	45.9	44.5	39.1	39.2	49.1	46.6	31.1	546.7	
	FALCONBRIDGE		2.4	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					3.4	
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CDH-CARREFOUR														
	BOHEMIA														
ETED															
Inyección x Contrato	AES ANDRES	5.5	1.1											6.6	
	CDEEE	94.0	69.8	70.6	55.8	67.9	134.2	119.4	155.2	139.6	145.1	110.3	79.9	1,241.9	
	CEPP														
	DPP	11.3	8.1	2.0	1.6	35.9	16.5	4.5	4.9	4.5	3.7	3.1	8.9	105.0	
	EGEHID														
	GPLV														
	HAINA						3.7	1.3						5.0	
	ITABO	20.2	20.2	1.3	2.2									43.8	
	LAESA														
	METALDOM														
	SEABOARD	3.2	3.1	3.6	3.3	3.5	3.4	3.3	3.3	3.3	3.6	3.4	3.4	40.5	
	PVDC														
	FALCONDO			5.9	27.0	27.2	23.7	35.4	44.9	43.5	50.2	48.1	50.3	356.2	
	EDEESTE	255.5	223.2	257.4	255.0	239.6	237.2	240.2	244.2	254.4	262.2	242.8	241.4	2,953.2	
	EDENORTE	257.3	238.4	268.8	268.6	264.0	273.0	281.9	281.9	271.9	277.0	257.3	250.5	3,190.6	
	EDESUR	324.9	306.6	334.3	318.8	297.2	301.0	305.6	313.4	312.3	321.2	302.4	295.7	3,733.4	
	UNR	85.2	82.4	97.9	89.0	98.2	93.9	95.5	96.4	95.0	95.4	94.0	81.5	1,104.3	
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CDH-CARREFOUR														
	BOHEMIA														
ETED															

*(Continuación Tabla 5-9). Inyecciones de energía 2011 [GWh]*

[GWh]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Inyección Total	AES ANDRES	179.4	166.5	75.4	182.7	183.9	167.2	185.6	170.3	175.6	187.0	173.3	176.7	2,023.6	
	CDEEE	104.0	139.1	217.2	168.1	223.3	260.6	280.8	289.7	251.0	287.3	238.0	220.1	2,679.3	
	CEPP	29.0	25.0	31.9	29.1	33.0	34.2	27.6	33.1	32.3	35.6	32.3	31.8	374.9	
	DPP	121.7	108.7	127.3	124.3	117.3	121.4	126.0	127.7	123.0	127.8	119.4	123.9	1,468.5	
	EGEHID	113.6	88.9	90.8	74.0	88.8	153.4	140.0	180.4	163.6	170.7	137.1	103.1	1,504.4	
	GPLV	98.8	84.9	100.1	102.5	96.0	90.3	90.1	85.3	71.6	77.8	51.1	58.0	1,006.6	
	EGEHAINA	103.6	81.0	100.1	104.4	109.7	104.3	119.8	129.0	121.9	123.5	98.4	76.4	1,272.1	
	ITABO	163.9	138.0	151.1	140.7	146.2	132.5	71.4	92.1	140.6	89.9	152.6	162.7	1,581.9	
	LAESA	53.1	43.7	48.3	49.3	47.8	62.7	71.4	69.3	61.4	66.0	54.3	63.8	690.9	
	METALDOM	18.2	16.0	19.6	18.0	13.4	12.3	16.1	18.6	15.7	18.8	17.4	20.7	204.7	
	SEABOARD	64.3	56.5	63.4	17.9	50.2	43.3	50.1	44.1	45.1	46.2	42.2	40.7	564.1	
	PVDC	47.8	41.9	50.0	54.0	57.8	45.9	44.5	39.1	39.2	49.1	46.6	31.1	546.7	
	FALCONBRIDGE		2.4	6.8	27.0	27.2	23.8	35.4	44.9	43.5	50.2	48.1	50.3	359.6	
	EDEESTE	255.5	223.2	257.4	255.0	239.6	237.2	240.2	244.2	254.4	262.2	242.8	241.4	2,953.2	
	EDENORTE	257.3	238.4	268.8	268.6	264.0	273.0	281.9	281.9	271.9	277.0	257.3	250.5	3,190.6	
	EDESUR	324.9	306.6	334.3	318.8	297.2	301.0	305.6	313.4	312.3	321.2	302.4	295.7	3,733.4	
	UNR	85.2	82.4	97.9	89.0	98.2	93.9	95.5	96.4	95.0	95.4	94.0	81.5	1,104.3	
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CDH-CARREFOUR														
	BOHEMIA														
ETED															
<b>Total Inyección x Generación</b>		963.3	890.4	998.5	1,002.0	1,060.2	1,070.1	1,094.8	1,115.3	1,093.7	1,127.2	1,046.0	1,016.8	12,478.3	
<b>Total Inyección x Contrato</b>		1,057.2	952.7	1,041.9	1,021.4	1,033.5	1,086.8	1,087.1	1,144.2	1,124.5	1,158.5	1,061.4	1,011.6	12,780.6	
<b>Total Inyección</b>		2,020.5	1,843.1	2,040.3	2,023.4	2,093.7	2,156.9	2,181.9	2,259.4	2,218.1	2,285.7	2,107.4	2,028.4	25,258.9	

La Tabla 5-10 presenta la energía retirada por cada Agente del MEM. Los retiros reúnen los consumos de los usuarios finales que son atendidos por los Agentes del MEM y por los contratos de venta de electricidad.

*Tabla 5-10. Retiros de energía 2011 [GWh]*

[GWh]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Retiro x Consumo	AES ANDRES	0.2	0.0	0.4		0.0	0.1	0.0	0.1					0.8	
	CDEEE	0.8	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.6	0.7	0.6	0.5	7.5	
	CEPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
	DPP	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.8	
	EGEHID	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	2.6	
	GPLV	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.1	
	EGEHAINA	0.5	0.5	0.5	0.9	0.9	0.9	0.8	1.0	0.8	1.0	0.4	0.8	9.0	
	ITABO	0.0	0.6				0.1	0.4	0.6		0.1			1.9	
	LAESA	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.7	
	METALDOM	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
	SEABOARD	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	
	PVDC	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.5	
	FALCONBRIDGE		0.0	5.9	27.0	27.2	23.7	35.4	44.9	43.5	50.2	48.1	50.3	356.3	
	EDEESTE	264.6	238.1	267.9	266.9	284.2	285.7	288.1	294.0	289.8	295.4	269.1	270.3	3,314.2	
	EDENORTE	270.9	248.8	274.9	272.2	285.6	297.2	308.6	308.6	295.8	302.4	277.0	268.3	3,410.3	
	EDESUR	321.4	300.6	332.3	323.2	341.4	346.7	346.1	348.6	347.7	359.2	333.8	325.4	4,026.6	
	UNR	85.2	82.4	97.9	89.0	98.2	93.9	95.5	96.4	95.0	95.4	94.0	81.5	1,104.3	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.4	0.3	0.7
	CDH-CARREFOUR	0.6	0.6												1.3
	BOHEMIA			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			0.9
	ETED	18.1	17.5	17.1	21.1	21.1	20.4	18.7	19.7	19.7	22.1	21.9	18.8	236.2	
	Retiro x Contrato	AES ANDRES	139.7	134.7	90.2	116.4	156.4	132.1	126.2	136.5	147.9	162.3	153.8	155.8	1,652.0
		CDEEE	169.5	154.7	183.0	178.3	177.3	177.1	181.9	182.6	179.7	180.2	171.6	169.2	2,105.0
CEPP		23.9	21.9	24.2	24.0	25.2	26.2	27.2	27.2	26.1	26.6	24.6	23.8	300.8	
DPP		102.8	92.5	104.1	103.7	110.4	111.0	112.0	114.2	112.6	114.8	104.6	105.0	1,287.7	
EGEHID		108.9	84.9	86.8	70.2	84.7	150.5	136.0	177.7	160.7	167.3	132.5	97.5	1,457.6	
GPLV		98.3	84.6	99.7	102.0	84.2	90.1	90.0	89.1	87.3	89.8	83.0	80.6	1,078.7	
EGEHAINA		157.5	145.7	161.5	158.4	167.2	170.9	174.9	176.1	172.8	177.6	163.8	159.9	1,986.2	
ITABO		136.5	122.1	134.2	131.8	139.0	142.1	145.3	146.3	143.6	147.5	136.0	132.9	1,657.4	
LAESA		26.0	26.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	612.0	
METALDOM															
SEABOARD		31.5	28.6	31.9	3.3	3.5	3.4	3.3	3.3	3.3	3.6	3.4	3.4	122.5	
PVDC		34.8	32.3	41.3	52.0									160.5	
FALCONBRIDGE															
EDEESTE		20.9	17.6	21.4	18.2	22.4	19.9	20.0	21.0	21.0	18.2	18.6	14.9	234.1	
EDENORTE		0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	8.7	
EDESUR		6.2	6.4	6.9	6.3	6.5	6.5	13.5	13.5	12.8	13.8	12.9	12.0	117.2	
UNR															
ALUMINIOS DOMINICANOS															
CDH-CARREFOUR															
BOHEMIA															
ETED															

*(Continuación Tabla 5-10). Retiros de energía 2011 [GWh]*

[GWh]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Retiro Total	AES ANDRES	139.9	134.8	90.6	116.4	156.4	132.2	126.2	136.6	147.9	162.3	153.8	155.8	1,652.8	
	CDEEE	170.3	155.2	183.6	178.9	178.0	177.9	182.4	183.1	180.2	180.9	172.2	169.7	2,112.5	
	CEPP	23.9	21.9	24.2	24.0	25.2	26.2	27.2	27.2	26.1	26.7	24.6	23.8	300.9	
	DPP	103.0	92.7	104.3	103.9	110.6	111.3	112.2	114.5	112.9	115.0	104.8	105.3	1,290.5	
	EGEHID	109.2	85.1	87.1	70.6	85.0	150.7	136.1	177.9	160.8	167.5	132.7	97.6	1,460.3	
	GPLV	98.4	84.7	99.7	102.1	84.3	90.2	90.1	89.1	87.4	89.9	83.1	80.8	1,079.7	
	EGEHAINA	158.1	146.2	162.0	159.4	168.1	171.8	175.7	177.1	173.6	178.6	164.2	160.7	1,995.2	
	ITABO	136.5	122.8	134.2	131.8	139.0	142.1	145.7	147.0	143.6	147.7	136.0	132.9	1,659.3	
	LAESA	26.1	26.1	56.1	56.1	56.1	56.0	56.0	56.0	56.1	56.0	56.1	56.0	612.7	
	METALDOM	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
	SEABOARD	31.5	28.7	31.9	3.4	3.5	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.6	3.4	3.4	123.0
	PVDC	34.9	32.4	41.4	52.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	161.0
	FALCONBRIDGE		0.0	5.9	27.0	27.2	23.7	35.4	44.9	43.5	50.2	48.1	50.3	356.3	
	EDEESTE	285.5	255.7	289.3	285.2	306.6	305.7	308.2	314.9	310.9	313.6	287.7	285.2	3,548.4	
	EDENORTE	271.5	249.4	275.7	272.9	286.4	298.0	309.4	309.4	296.6	303.1	277.7	268.9	3,419.0	
	EDESUR	327.7	307.0	339.3	329.5	347.9	353.2	359.6	362.1	360.6	373.0	346.7	337.4	4,143.9	
	UNR	85.2	82.4	97.9	89.0	98.2	93.9	95.5	96.4	95.0	95.4	94.0	81.5	1,104.3	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.4	0.3	0.7
	CDH-CARREFOUR	0.6	0.6												1.3
	BOHEMIA			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			0.9
ETED	18.1	17.5	17.1	21.1	21.1	20.4	18.7	19.7	19.7	22.1	21.9	18.8	236.2		
Total Retiro x Consumo		963.3	890.4	998.5	1,002.0	1,060.2	1,070.1	1,094.8	1,115.3	1,093.7	1,127.2	1,046.0	1,016.8	12,478.3	
Total Retiro x Contrato		1,057.2	952.7	1,041.9	1,021.4	1,033.5	1,086.8	1,087.1	1,144.2	1,124.5	1,158.5	1,061.4	1,011.6	12,780.6	
Total Retiro		2,020.5	1,843.1	2,040.3	2,023.4	2,093.7	2,156.9	2,181.9	2,259.4	2,218.1	2,285.7	2,107.4	2,028.4	25,258.9	

La Tabla 5-11 presenta las transferencias de energía en el Mercado Spot como resultado del balance de inyecciones y retiros de los Agentes del MEM.

*Tabla 5-11. Transferencias de energía en el Mercado Spot 2011 [GWh]*

[GWh]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Venta al Mercado Spot	AES ANDRES	39.6	31.7		66.3	27.5	35.0	59.4	33.7	27.7	24.7	19.5	20.9	385.9	
	CDEEE			33.6		45.3	82.7	98.4	106.6	70.8	106.4	65.8	50.4	660.1	
	CEPP	5.1	3.1	7.6	5.1	7.8	8.0	0.4	5.9	6.2	9.0	7.7	8.0	74.0	
	DPP	18.6	15.9	23.0	20.4	6.7	10.1	13.8	13.3	10.2	12.8	14.6	18.6	178.0	
	EGEHID	4.4	3.7	3.7	3.5	3.8	2.8	3.9	2.6	2.8	3.2	4.4	5.4	44.1	
	GPLV	0.4	0.2	0.4	0.4	11.7	0.1	0.0							13.2
	EGEHAINA														
	ITABO	27.4	15.3	16.9	8.9	7.2							16.6	29.8	122.2
	LAESA	27.0	17.6					6.7	15.4	13.3	5.3	9.9		7.7	102.9
	METALDOM	18.2	16.0	19.6	18.0	13.4	12.3	16.1	18.6	15.7	18.8	17.4	20.7	204.7	
	SEABOARD	32.8	27.8	31.5	14.5	46.8	39.8	46.8	40.8	41.8	42.6	38.8	37.2	441.1	
	PVDC	13.0	9.6	8.6	2.0	57.8	45.9	44.4	39.0	39.1	49.0	46.5	31.0	385.7	
	FALCONBRIDGE			2.4	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					3.4
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
		ALUMINIOS DOMINICANOS													
		CDH-CARREFOUR													
BOHEMIA															
ETED															
Compra al Mercado Spot	AES ANDRES			15.2										15.2	
	CDEEE	66.4	16.1		10.8									93.3	
	CEPP														
	DPP														
	EGEHID														
	GPLV								3.8	15.8	12.1	32.0	22.7	86.4	
	EGEHAINA	54.4	65.2	61.9	55.0	58.4	67.4	55.9	48.1	51.7	55.0	65.8	84.2	723.1	
	ITABO						9.7	74.3	54.9	3.0	57.7			199.6	
	LAESA			7.8	6.8	8.4							1.8	24.7	
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE														
	EDEESTE	30.0	32.5	31.9	30.2	67.0	68.5	68.0	70.8	56.5	51.4	44.9	43.7	595.2	
	EDENORTE	14.2	11.0	6.9	4.3	22.4	25.0	27.5	27.5	24.7	26.1	20.4	18.4	228.4	
	EDESUR	2.7	0.4	4.9	10.7	50.7	52.2	54.0	48.7	48.3	51.8	44.4	41.7	410.5	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.4	0.3	0.7
	CDH-CARREFOUR	0.6	0.6												1.3
BOHEMIA			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			0.9	
ETED	18.1	17.5	17.1	21.1	21.1	20.4	18.7	19.7	19.7	22.1	21.9	18.8	236.2		
<b>Total Venta al Mercado Spot</b>		186.5	143.4	145.7	139.0	228.0	243.2	298.5	273.6	219.6	276.4	231.5	229.9	2,615.3	
<b>Total Compra al Mercado Spot</b>		186.5	143.4	145.7	139.0	228.0	243.2	298.5	273.6	219.6	276.4	231.5	229.9	2,615.3	

La Tabla 5-12 presenta el resumen anual de las transacciones de energía. Las inyecciones se consideran con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, positivo o negativo, constituye el saldo neto acreedor o deudor de cada Agente del MEM respectivamente.

*Tabla 5-12. Resumen de transacciones de energía 2011 [GWh]*

AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
AES ANDRES	2,016.9	6.6	2,023.6	0.8	1,652.0	1,652.8	385.9	15.2
CDEEE	1,437.4	1,241.9	2,679.3	7.5	2,105.0	2,112.5	660.1	93.3
CEPP	374.9		374.9	0.1	300.8	300.9	74.0	
DPP	1,363.6	105.0	1,468.5	2.8	1,287.7	1,290.5	178.0	
EGEHID	1,504.4		1,504.4	2.6	1,457.6	1,460.3	44.1	
GPLV	1,006.6		1,006.6	1.1	1,078.7	1,079.7	13.2	86.4
EGEHAINA	1,267.1	5.0	1,272.1	9.0	1,986.2	1,995.2		723.1
ITABO	1,538.1	43.8	1,581.9	1.9	1,657.4	1,659.3	122.2	199.6
LAESA	690.9		690.9	0.7	612.0	612.7	102.9	24.7
METALDOM	204.7		204.7	0.1		0.1	204.7	
SEABOARD	523.6	40.5	564.1	0.4	122.5	123.0	441.1	
PVDC	546.7		546.7	0.5	160.5	161.0	385.7	
FALCONBRIDGE	3.4	356.2	359.6	356.3		356.3	3.4	
EDEESTE		2,953.2	2,953.2	3,314.2	234.1	3,548.4		595.2
EDENORTE		3,190.6	3,190.6	3,410.3	8.7	3,419.0		228.4
EDESUR		3,733.4	3,733.4	4,026.6	117.2	4,143.9		410.5
UNR		1,104.3	1,104.3	1,104.3		1,104.3		
ALUMINIOS DOMINICANOS				0.7		0.7		0.7
CDH-CARREFOUR				1.3		1.3		1.3
BOHEMIA				0.9		0.9		0.9
ETED				236.2		236.2		236.2
<b>Total</b>	<b>12,478.3</b>	<b>12,780.6</b>	<b>25,258.9</b>	<b>12,478.3</b>	<b>12,780.6</b>	<b>25,258.9</b>	<b>2,615.3</b>	<b>2,615.3</b>

Tabla 5-13. Inyecciones de energía 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Inyección x Generación	AES ANDRES	885.4	881.6	480.1	1,300.1	1,349.6	1,164.6	1,350.5	1,219.9	1,206.6	1,342.4	1,167.9	1,161.7	13,510.5
	CDEEE	52.4	389.0	983.7	837.7	1,211.6	939.3	1,244.5	1,013.2	793.0	1,071.7	922.8	973.1	10,431.9
	CEPP	161.6	148.0	221.0	222.4	262.8	257.9	215.2	258.2	231.9	272.6	235.1	222.1	2,708.9
	DPP	580.6	551.8	843.4	903.8	618.6	765.1	917.4	917.8	843.0	922.3	810.7	772.4	9,446.9
	EGEHID	602.0	500.6	610.4	550.5	700.9	1,144.7	1,100.1	1,354.4	1,144.4	1,296.1	984.7	728.7	10,717.5
	GPLV	547.4	490.3	696.2	775.8	779.0	694.2	730.7	684.0	542.4	613.6	382.6	431.6	7,367.7
	EGEHAINA	548.5	438.5	661.6	760.8	837.5	730.3	906.6	975.1	875.5	932.9	677.3	516.0	8,860.7
	ITABO	753.4	650.6	1,013.9	1,024.4	1,169.6	998.3	563.4	698.6	989.1	681.8	1,098.6	1,117.0	10,758.7
	LAESA	288.9	256.2	332.8	370.8	375.5	468.0	548.0	523.9	441.5	496.1	391.9	439.0	4,932.4
	METALDOM	97.4	90.4	134.9	134.1	107.7	94.1	128.0	145.9	115.6	144.1	127.2	145.7	1,465.0
	SEABOARD	335.2	305.3	407.9	104.6	358.4	290.0	358.3	314.1	306.2	325.5	280.2	267.0	3,652.6
	PVDC	248.4	227.0	319.3	377.6	436.7	334.5	338.1	296.3	280.5	366.3	323.7	213.5	3,761.8
	FALCONBRIDGE		14.5	5.8	0.1	0.4	0.3	0.0	0.0					21.2
	EDEESTE													
	EDENORTE													
	EDESUR													
	UNR													
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CDH-CARREFOUR													
	BOHEMIA													
	ETED	34.7	31.5	38.9	44.1	76.4	56.7	103.3	90.7	59.2	70.0	50.6	46.9	703.0
Inyección x Contrato	AES ANDRES	28.7	6.0											34.7
	CDEEE	495.9	388.5	477.1	414.0	541.4	1,016.5	953.7	1,188.8	996.8	1,124.9	805.4	569.0	8,972.2
	CEPP													
	DPP	63.8	48.2	14.0	12.7	278.7	120.6	36.0	39.0	33.8	30.6	22.6	69.1	769.0
	EGEHID													
	GPLV													
	EGEHAINA						28.2	10.2						38.3
	ITABO	108.0	109.2	8.3	15.5									241.0
	LAESA													
	METALDOM													
	SEABOARD	17.8	18.0	24.9	25.3	28.3	26.5	27.1	26.0	24.2	28.3	25.1	24.6	296.0
	PVDC													
	FALCONBRIDGE			42.6	204.4	219.2	178.9	279.6	349.0	318.2	389.2	354.2	352.1	2,687.3
	EDEESTE	1,376.7	1,251.5	1,761.8	1,903.7	1,846.5	1,748.5	1,848.4	1,859.4	1,837.2	1,996.0	1,723.8	1,680.0	20,833.4
	EDENORTE	1,413.5	1,384.9	1,863.8	2,061.8	2,142.8	2,088.4	2,246.9	2,201.5	1,981.4	2,150.4	1,900.1	1,773.2	23,208.8
	EDESUR	1,745.3	1,731.0	2,283.0	2,381.8	2,381.6	2,286.1	2,431.9	2,430.2	2,270.1	2,479.0	2,197.3	2,077.2	26,694.6
	UNR	469.8	472.9	675.4	679.4	786.7	711.4	757.0	749.4	696.4	740.3	685.5	578.9	8,003.3
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CDH-CARREFOUR													
	BOHEMIA													
	ETED													

*(Continuación Tabla 5-13). Inyecciones de energía 2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Inyección Total	AES ANDRES	914.1	887.6	480.1	1,300.1	1,349.6	1,164.6	1,350.5	1,219.9	1,206.6	1,342.4	1,167.9	1,161.7	13,545.2	
	CDEEE	548.3	777.5	1,460.8	1,251.8	1,753.0	1,955.8	2,198.2	2,201.9	1,789.8	2,196.6	1,728.1	1,542.2	19,404.1	
	CEPP	161.6	148.0	221.0	222.4	262.8	257.9	215.2	258.2	231.9	272.6	235.1	222.1	2,708.9	
	DPP	644.4	600.0	857.4	916.4	897.3	885.7	953.3	956.8	876.8	952.9	833.3	841.5	10,215.9	
	EGEHID	602.0	500.6	610.4	550.5	700.9	1,144.7	1,100.1	1,354.4	1,144.4	1,296.1	984.7	728.7	10,717.5	
	GPLV	547.4	490.3	696.2	775.8	779.0	694.2	730.7	684.0	542.4	613.6	382.6	431.6	7,367.7	
	EGEHAINA	548.5	438.5	661.6	760.8	837.5	758.5	916.8	975.1	875.5	932.9	677.3	516.0	8,899.0	
	ITABO	861.4	759.8	1,022.2	1,039.9	1,169.6	998.3	563.4	698.6	989.1	681.8	1,098.6	1,117.0	10,999.8	
	LAESA	288.9	256.2	332.8	370.8	375.5	468.0	548.0	523.9	441.5	496.1	391.9	439.0	4,932.4	
	METALDOM	97.4	90.4	134.9	134.1	107.7	94.1	128.0	145.9	115.6	144.1	127.2	145.7	1,465.0	
	SEABOARD	353.0	323.2	432.8	129.9	386.7	316.5	385.3	340.1	330.4	353.8	305.3	291.6	3,948.6	
	PVDC	248.4	227.0	319.3	377.6	436.7	334.5	338.1	296.3	280.5	366.3	323.7	213.5	3,761.8	
	FALCONBRIDGE		14.5	48.5	204.4	219.6	179.2	279.6	349.0	318.2	389.2	354.2	352.1	2,708.4	
	EDEESTE	1,376.7	1,251.5	1,761.8	1,903.7	1,846.5	1,748.5	1,848.4	1,859.4	1,837.2	1,996.0	1,723.8	1,680.0	20,833.4	
	EDENORTE	1,413.5	1,384.9	1,863.8	2,061.8	2,142.8	2,088.4	2,246.9	2,201.5	1,981.4	2,150.4	1,900.1	1,773.2	23,208.8	
	EDESUR	1,745.3	1,731.0	2,283.0	2,381.8	2,381.6	2,286.1	2,431.9	2,430.2	2,270.1	2,479.0	2,197.3	2,077.2	26,694.6	
	UNR	469.8	472.9	675.4	679.4	786.7	711.4	757.0	749.4	696.4	740.3	685.5	578.9	8,003.3	
		ALUMINIOS DOMINICANOS													
		CDH-CARREFOUR													
		BOHEMIA													
ETED		34.7	31.5	38.9	44.1	76.4	56.7	103.3	90.7	59.2	70.0	50.6	46.9	703.0	
Total Inyección x Generación		5,135.9	4,975.4	6,749.8	7,406.7	8,284.7	7,938.0	8,504.2	8,492.1	7,828.8	8,535.2	7,453.2	7,034.8	88,338.8	
Total Inyección x Contrato		5,719.6	5,410.2	7,150.9	7,698.7	8,225.3	8,205.2	8,590.8	8,843.3	8,158.0	8,938.7	7,714.0	7,124.1	91,778.6	
Total Inyección		10,855.5	10,385.5	13,900.7	15,105.4	16,510.0	16,143.2	17,094.9	17,335.5	15,986.8	17,473.9	15,167.1	14,158.9	180,117.4	

*Tabla 5-14. Retiros de energía 2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Retiro x Consumo	AES ANDRES	1.0	0.0	2.9		0.3	0.8	0.0	0.5					5.6	
	CDEEE	4.5	2.9	4.4	4.7	5.0	5.1	3.9	3.9	4.1	4.8	4.3	3.5	51.1	
	CEPP	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.6	
	DPP	1.2	1.2	1.6	1.7	1.5	1.8	1.9	1.9	1.7	1.8	1.6	1.6	19.4	
	EGEHID	1.3	1.4	1.8	2.5	2.8	1.4	1.0	1.1	1.1	1.4	1.3	0.9	18.2	
	GPLV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	0.6	0.6	0.5	0.8	0.6	1.0	1.0	6.8	
	EGEHAINA	2.8	2.6	3.5	6.7	7.1	6.4	6.5	7.6	6.2	7.2	3.0	5.0	64.7	
	ITABO	0.2	3.5				0.5	3.4	5.1		1.1			13.8	
	LAESA	0.3	0.3	0.4	0.6	0.9	0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.3	4.3	
	METALDOM	0.0			0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	
	SEABOARD	0.3	0.3	0.2	1.0	0.0	0.0		0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	2.4	
	PVDC	0.2	0.2	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2	0.5	0.5	0.3	0.2	0.3	2.6	
	FALCONBRIDGE		0.6	42.6	204.4	219.2	178.9	280.0	349.0	318.2	389.2	354.2	352.1	2,688.3	
	EDEESTE	1,427.7	1,336.5	1,836.2	1,993.4	2,192.1	2,109.5	2,219.8	2,242.3	2,101.9	2,252.1	1,913.2	1,885.5	23,510.2	
	EDENORTE	1,493.5	1,448.9	1,910.1	2,092.5	2,320.7	2,276.9	2,463.0	2,414.2	2,160.0	2,352.0	2,050.2	1,906.3	24,888.3	
	EDESUR	1,729.2	1,699.8	2,269.5	2,418.6	2,746.5	2,643.3	2,765.8	2,715.1	2,536.8	2,783.4	2,435.4	2,296.9	29,040.1	
	UNR	469.8	472.9	675.4	679.4	786.7	711.4	757.0	749.4	696.4	740.3	685.5	578.9	8,003.3	
		ALUMINIOS DOMINICANOS											2.7	2.3	5.0
		CDH-CARREFOUR	3.5	3.6											7.1
		BOHEMIA			0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.6			6.6
ETED															

*(Continuación Tabla 5-14). Retiros de energía 2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Retiro x Contrato	AES ANDRES	763.6	765.5	625.6	879.5	1,235.8	988.8	991.0	1,055.2	1,074.0	1,248.9	1,113.3	1,097.1	11,838.2
	CDEEE	919.8	881.0	1,256.0	1,345.5	1,413.3	1,338.2	1,435.7	1,412.0	1,303.1	1,388.8	1,246.7	1,187.2	15,127.3
	CEPP	131.6	127.7	168.3	184.4	204.5	200.6	217.0	212.7	190.3	207.3	181.9	168.9	2,195.3
	DPP	554.7	519.3	713.5	774.5	851.7	819.6	862.5	871.2	816.7	875.1	743.4	732.6	9,134.9
	EGEHID	578.2	474.8	589.2	524.6	675.4	1,139.0	1,084.2	1,362.5	1,150.5	1,295.6	966.6	693.7	10,534.3
	GPLV	532.5	482.4	683.9	768.8	680.4	688.3	718.7	695.0	637.2	697.3	609.3	570.6	7,764.4
	EGEHAINA	855.2	831.4	1,109.7	1,196.5	1,340.7	1,298.8	1,389.6	1,369.1	1,260.3	1,374.9	1,196.4	1,129.4	14,352.0
	ITABO	739.5	696.3	922.5	994.7	1,113.7	1,078.6	1,153.1	1,137.3	1,047.4	1,141.5	992.7	938.5	11,955.7
	LAESA	137.2	144.8	381.8	421.9	449.7	423.9	443.1	432.1	402.7	429.0	406.4	388.7	4,461.4
	METALDOM													
	SEABOARD	166.9	160.2	215.9	25.3	28.3	26.5	27.1	26.0	24.2	28.3	25.1	24.6	778.4
	PVDC	190.8	189.0	286.9	392.7									1,059.3
	FALCONBRIDGE													
	EDEESTE	111.7	97.4	144.9	136.9	172.8	146.3	153.6	157.9	149.8	137.8	131.5	102.8	1,643.4
	EDENORTE	3.6	3.7	5.1	5.5	6.3	6.3	6.5	6.3	5.8	6.2	5.0	4.4	64.8
	EDESUR	34.4	36.7	47.6	47.8	52.6	50.2	108.5	106.0	96.1	108.0	95.7	85.6	869.2
	UNR													
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CDH-CARREFOUR													
	BOHEMIA													
	ETED													
Retiro Total	AES ANDRES	764.6	765.5	628.5	879.5	1,236.1	989.5	991.0	1,055.8	1,074.0	1,248.9	1,113.3	1,097.1	11,843.8
	CDEEE	924.2	883.9	1,260.5	1,350.2	1,418.3	1,343.3	1,439.6	1,416.0	1,307.2	1,393.6	1,251.0	1,190.7	15,178.4
	CEPP	131.7	127.8	168.3	184.4	204.5	200.6	217.1	212.8	190.4	207.3	182.0	168.9	2,195.9
	DPP	555.9	520.5	715.1	776.3	853.3	821.4	864.4	873.1	818.4	876.9	745.0	734.2	9,154.3
	EGEHID	579.5	476.2	591.1	527.1	678.3	1,140.4	1,085.2	1,363.6	1,151.5	1,297.0	967.9	694.6	10,552.4
	GPLV	532.8	482.7	684.2	769.1	681.0	688.9	719.3	695.5	638.0	697.9	610.3	571.6	7,771.3
	EGEHAINA	858.1	834.0	1,113.1	1,203.2	1,347.8	1,305.2	1,396.2	1,376.7	1,266.4	1,382.1	1,199.4	1,134.4	14,416.7
	ITABO	739.6	699.9	922.5	994.7	1,113.7	1,079.1	1,156.5	1,142.3	1,047.4	1,142.6	992.7	938.5	11,969.5
	LAESA	137.5	145.1	382.2	422.5	450.6	424.2	443.3	432.3	403.0	429.2	406.8	388.9	4,465.6
	METALDOM	0.0			0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4
	SEABOARD	167.2	160.4	216.0	26.4	28.3	26.6	27.1	26.0	24.3	28.4	25.2	24.8	780.8
	PVDC	191.0	189.2	287.0	392.7	0.1	0.2	0.2	0.5	0.5	0.3	0.2	0.3	1,062.0
	FALCONBRIDGE		0.6	42.6	204.4	219.2	178.9	280.0	349.0	318.2	389.2	354.2	352.1	2,688.3
	EDEESTE	1,539.4	1,434.0	1,981.1	2,130.3	2,364.9	2,255.8	2,373.4	2,400.1	2,251.7	2,389.9	2,044.8	1,988.3	25,153.7
	EDENORTE	1,497.1	1,452.6	1,915.2	2,098.0	2,327.0	2,283.1	2,469.5	2,420.4	2,165.8	2,358.2	2,055.2	1,910.8	24,953.1
	EDESUR	1,763.6	1,736.5	2,317.0	2,466.4	2,799.1	2,693.5	2,874.3	2,821.1	2,632.8	2,891.5	2,531.1	2,382.4	29,909.3
	UNR	469.8	472.9	675.4	679.4	786.7	711.4	757.0	749.4	696.4	740.3	685.5	578.9	8,003.3
ALUMINIOS DOMINICANOS												2.7	2.3	5.0
CDH-CARREFOUR	3.5	3.6												7.1
BOHEMIA			0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.6			6.6
ETED														
Total Retiro x Consumo		5,135.9	4,975.4	6,749.8	7,406.7	8,284.7	7,938.0	8,504.2	8,492.1	7,828.8	8,535.2	7,453.2	7,034.8	88,338.8
Total Retiro x Contrato		5,719.6	5,410.2	7,150.9	7,698.7	8,225.3	8,205.2	8,590.8	8,843.3	8,158.0	8,938.7	7,714.0	7,124.1	91,778.6
Total Retiro		10,855.5	10,385.5	13,900.7	15,105.4	16,510.0	16,143.2	17,094.9	17,335.5	15,986.8	17,473.9	15,167.1	14,158.9	180,117.4

Tabla 5-15. Transferencias de energía en el Mercado Spot 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Ventas al Mercado Spot	AES ANDRES	149.5	122.1		420.6	113.5	175.1	359.5	164.1	132.6	93.4	54.5	64.6	1,849.8	
	CDEEE			200.3		334.7	612.5	758.6	786.0	482.6	802.9	477.2	351.5	4,806.3	
	CEPP	29.9	20.3	52.6	38.0	58.3	57.3		45.4	41.6	65.2	53.2	53.2	515.0	
	DPP	88.4	79.5	142.3	140.2	44.1	64.3	89.0	83.7	58.4	76.0	88.4	107.3	1,061.6	
	EGEHID	22.5	24.3	19.4	23.4	22.7	4.2	14.9				16.8	34.1	182.3	
	GPLV	14.7	7.6	11.9	6.7	98.0	5.3	11.4						155.6	
	EGEHAINA														
	ITABO	121.8	59.9	99.7	45.2	56.0							105.9	178.5	667.0
	LAESA	151.4	111.1					43.8	104.7	91.6	38.4	66.9		50.1	658.0
	METALDOM	97.4	90.4	134.9	134.1	107.5	94.0	128.0	145.9	115.5	144.1	127.2	145.6	1,464.6	
	SEABOARD	185.8	162.8	216.7	103.5	358.4	289.9	358.3	314.1	306.1	325.4	280.0	266.8	3,167.8	
	PVDC	57.4	37.9	32.3		436.6	334.3	337.9	295.8	279.9	366.0	323.5	213.2	2,714.9	
	FALCONBRIDGE		13.9	5.8	0.1	0.4	0.3		0.0						20.6
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CDH-CARREFOUR														
	BOHEMIA														
ETED	34.7	31.5	38.9	44.1	76.4	56.7	103.3	90.7	59.2	70.0	50.6	46.9	703.0		
Compras al Mercado Spot	AES ANDRES			148.4										148.4	
	CDEEE	375.9	106.3		98.4									580.6	
	CEPP							2.0						2.0	
	DPP														
	EGEHID								9.2	7.1	0.9			17.2	
	GPLV								11.5	95.6	84.3	227.7	140.0	559.1	
	EGEHAINA	309.6	395.6	451.5	442.5	510.3	546.7	479.3	401.6	390.9	449.2	522.1	618.4	5,517.7	
	ITABO						80.8	593.0	443.7	58.3	460.8			1,636.7	
	LAESA			49.4	51.7	75.2							14.9	191.2	
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC				15.1										15.1
	FALCONBRIDGE								0.4						0.4
	EDEESTE	162.7	182.5	219.3	226.7	518.4	507.2	525.0	540.7	414.6	394.0	321.0	308.3	4,320.3	
	EDENORTE	83.6	67.7	51.4	36.2	184.2	194.7	222.6	219.0	184.4	207.8	155.2	137.5	1,744.3	
	EDESUR	18.2	5.5	34.1	84.6	417.5	407.4	442.4	390.9	362.8	412.4	333.7	305.3	3,214.7	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS												2.7	2.3	5.0
	CDH-CARREFOUR	3.5	3.6												7.1
		BOHEMIA			0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.6			6.6
	ETED														
Total Ventas al Mercado Spot		953.5	761.2	954.9	955.9	1,706.5	1,737.7	2,265.7	2,017.4	1,514.4	2,010.0	1,577.3	1,511.8	17,966.4	
Total Compras al Mercado Spot		953.5	761.2	954.9	955.9	1,706.5	1,737.7	2,265.7	2,017.4	1,514.4	2,010.0	1,577.3	1,511.8	17,966.4	

Tabla 5-16. Resumen de transacciones de energía 2011 [Millones RD\$]

AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
AES ANDRES	13,510.5	34.7	13,545.2	5.6	11,838.2	11,843.8	1,849.8	148.4
CDEEE	10,431.9	8,972.2	19,404.1	51.1	15,127.3	15,178.4	4,806.3	580.6
CEPP	2,708.9		2,708.9	0.6	2,195.3	2,195.9	515.0	2.0
DPP	9,446.9	769.0	10,215.9	19.4	9,134.9	9,154.3	1,061.6	
EGEHID	10,717.5		10,717.5	18.2	10,534.3	10,552.4	182.3	17.2
GPLV	7,367.7		7,367.7	6.8	7,764.4	7,771.3	155.6	559.1
EGEHAINA	8,860.7	38.3	8,899.0	64.7	14,352.0	14,416.7		5,517.7
ITABO	10,758.7	241.0	10,999.8	13.8	11,955.7	11,969.5	667.0	1,636.7
LAESA	4,932.4		4,932.4	4.3	4,461.4	4,465.6	658.0	191.2
METALDOM	1,465.0		1,465.0	0.4		0.4	1,464.6	
SEABOARD	3,652.6	296.0	3,948.6	2.4	778.4	780.8	3,167.8	
PVDC	3,761.8		3,761.8	2.6	1,059.3	1,062.0	2,714.9	15.1
FALCONBRIDGE	21.2	2,687.3	2,708.4	2,688.3		2,688.3	20.6	0.4
EDEESTE		20,833.4	20,833.4	23,510.2	1,643.4	25,153.7		4,320.3
EDENORTE		23,208.8	23,208.8	24,888.3	64.8	24,953.1		1,744.3
EDESUR		26,694.6	26,694.6	29,040.1	869.2	29,909.3		3,214.7
UNR		8,003.3	8,003.3	8,003.3		8,003.3		
ALUMINIOS DOMINICANOS				5.0		5.0		5.0
CDH-CARREFOUR				7.1		7.1		7.1
BOHEMIA				6.6		6.6		6.6
ETED	703.0		703.0				703.0	
<b>Total</b>	<b>88,338.8</b>	<b>91,778.6</b>	<b>180,117.4</b>	<b>88,338.8</b>	<b>91,778.6</b>	<b>180,117.4</b>	<b>17,966.4</b>	<b>17,966.4</b>

## 5.8 TRANSACCIONES DEFINITIVAS DE POTENCIA

Tabla 5-17. Potencia Firme Definitiva por unidad generadora 2011

AGENTE	UNIDAD	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio	
AES ANDRES	AES ANDRES	280.58	280.58	280.58	280.58	280.57	280.57	280.57	280.57	280.57	280.58	280.57	280.57	280.57	
CDEEE	CESPM 1	24.44	24.44	24.23	28.21	27.30	26.43	28.82	26.12	27.06	24.32	24.76	28.86	26.25	
	CESPM 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	CESPM 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SAN FELIPE	99.56	99.27	98.44	115.29	111.60	107.98	117.73	106.71	110.55	99.37	101.14	117.87	107.12	
CEPP	CEPP 1	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	16.16	
	CEPP 2	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	
DPP	LOS MINA 5	11.58	11.55	11.45	13.18	12.50	12.04	13.13	11.90	12.33	11.08	11.28	13.15	12.10	
	LOS MINA 6	40.61	40.50	40.16	47.01	45.69	44.30	48.29	43.78	45.35	40.76	41.49	48.36	43.86	
EGEHID	AGUACATE 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	AGUACATE 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	ANIANA VARGAS 1	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.14	0.00	0.28	0.29	0.21	0.25	
	ANIANA VARGAS 2	0.30	0.30	0.30	0.28	0.00	0.00	0.00	0.15	0.30	0.30	0.30	0.30	0.21	
	BAIGUAQUE 1	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
	BAIGUAQUE 2	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	
	CONTRA EMBALSE MONCION 1	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.53	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
	CONTRA EMBALSE MONCION 2	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	
	DOMINGO RODRIGUEZ 1	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	
	DOMINGO RODRIGUEZ 2	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	
	EL SALTO	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.02	0.00	0.04
	EL SALTO DE JIMENOA	2.22	2.52	2.52	2.18	2.38	2.22	2.03	2.36	2.52	2.52	2.52	2.52	2.38	
	HATILLO	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	6.14	
	JIGUEY 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	JIGUEY 2	44.14	44.14	44.14	44.14	44.13	34.56	0.00	26.46	17.91	44.14	39.72	0.00	31.96	
	LAS BARIAS	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
	LAS DAMAS	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	0.75	1.00	1.18	1.18	1.10	1.18	1.18	1.12	
	LOPEZ ANGOSTURA	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	11.46	
	LOS ANONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	LOS TOROS 1	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	
	LOS TOROS 2	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	
	MAGUEYAL 1	1.45	1.26	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.44	
	MAGUEYAL 2	1.45	1.45	1.45	1.45	1.24	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45	1.44	
	MONCION 1	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.80	25.84	25.84	25.83	
	MONCION 2	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.84	25.80	25.84	25.84	25.83	
	NIZAO NAJAYO	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	
	PINALITO 1	23.52	24.78	24.78	24.78	24.77	24.77	24.77	24.77	24.77	24.78	24.78	24.77	24.67	
	PINALITO 2	22.09	24.78	24.78	22.73	24.78	24.78	24.78	24.78	23.76	24.78	24.78	23.74	24.21	
	RINCON	10.02	10.02	10.02	6.85	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	9.76	
	RIO BLANCO 1	12.39	9.03	10.88	11.60	12.39	12.39	12.39	12.39	12.39	12.35	12.39	12.39	11.92	
	RO BLANCO 2	12.39	12.40	12.39	12.39	12.39	12.39	12.39	12.39	12.39	12.35	12.39	12.39	12.39	
	ROSA JULIA DE LA CRUZ	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.35	0.53
SABANA YEGUA	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76	9.76		
SABANETA	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35		
TAVERA 1	47.56	47.56	47.56	47.56	39.71	47.56	47.56	47.56	47.56	47.56	47.56	47.56	46.91		
TAVERA 2	47.63	47.63	47.63	47.63	35.87	37.00	47.62	47.62	47.62	47.62	47.62	47.62	45.76		
VALDESIA 1	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90		
VALDESIA 2	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90		

*(Continuación Tabla 5-17). Potencia Firme Definitiva por unidad generadora 2011*

AGENTE	UNIDAD	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
GPLV	LA VEGA	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08	87.08
	PALAMARA	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86	102.86
EGEHAINA	BARAHONA CARBON	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36	42.36
	HAINA 1	9.68	9.66	9.58	11.24	10.67	10.27	11.20	10.15	10.51	9.45	9.62	11.21	10.27
	HAINA 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	HAINA 4	40.03	39.92	39.58	46.45	45.08	43.65	47.58	43.14	44.69	40.18	40.89	47.64	43.24
	HAINA TG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	PUERTO PLATA 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	PUERTO PLATA 2	8.61	8.58	8.51	9.99	9.70	9.39	10.24	9.28	9.61	8.64	8.79	10.25	9.30
	SAN PEDRO VAPOR	9.94	9.94	9.85	11.54	11.22	10.87	11.85	10.74	11.12	10.00	10.18	11.86	10.76
	SULTANA DEL ESTE	100.20	100.20	100.20	92.96	83.50	83.50	83.50	83.50	83.50	83.50	83.50	83.50	83.50
ITABO	ITABO 1	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46	116.46
	ITABO 2	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44	109.44
LAESA	PIMENTEL 1	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72	30.72
	PIMENTEL 2	27.43	27.43	27.43	27.43	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44
	PIMENTEL 3					40.58	50.30	50.30	50.30	50.30	50.30	50.30	50.30	49.08
METALDOM	METALDOM	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59	40.59
MONTE RIO	MONTE RIO	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42	96.42
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR	71.90	71.90	71.90	71.90	71.88	71.88	71.88	71.88	71.90	71.90	71.88	71.88	71.89
	ESTRELLA DEL NORTE	37.04	37.04	37.04	7.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.92
Grand Total		1,822.51	1,822.59	1,822.58	1,822.47	1,822.58	1,822.51	1,822.51	1,822.47	1,822.35	1,822.53	1,822.47	1,822.50	

La Tabla 5-18 presenta la potencia inyectada por cada Agente del MEM. Las inyecciones provienen de los aportes de potencia firme de las unidades generadoras y de los contratos de compra de electricidad.

*Tabla 5-18. Inyecciones de potencia 2011 [MW]*

[MW]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Inyección x Generación	AES ANDRES	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6
	CDEE	124.0	123.7	122.7	143.5	138.9	134.4	146.5	132.8	137.6	123.7	125.9	146.7	133.4
	CEPP	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2
	DPP	52.2	52.0	51.6	60.2	58.2	56.3	61.4	55.7	57.7	51.8	52.8	61.5	56.0
	EGEHID	369.8	370.5	372.5	367.7	353.8	352.8	328.9	355.9	346.3	373.9	369.6	328.5	357.5
	GPLV	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9
	EGEHAINA	210.8	210.7	210.1	214.5	202.5	200.0	206.7	199.2	201.8	194.1	195.3	206.8	204.4
	ITABO	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9
	LAESA	58.2	58.2	58.2	58.2	98.7	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	90.9
	METALDOM	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6
	SEABOARD	108.9	108.9	108.9	79.8	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	81.8
	PVDC	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4
	FALCONBRIDGE													
	EDEESTE													
	EDENORTE													
	EDESUR													
	UNR													
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CARREFOUR													
	BOHEMIA													
CODETEL														
CERINCA														
ETED														

(Continuación Tabla 5-18). Inyecciones de potencia 2011 [MW]

[MW]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio	
Inyección x Contrato	AES ANDRES														
	CDEEE	135.0	135.0	120.3	99.5	330.2	329.2	305.3	332.3	322.7	350.3	346.0	304.2	259.2	
	CEPP														
	DPP	158.1	158.3		150.1	152.1	154.0	148.9	154.7	152.7	158.5	157.6	148.8	141.2	
	EGEHID														
	GPLV														
	EGEHAINA														
	ITABO														
	LAESA														
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE			64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	58.5
	EDEESTE	405.0	405.0	405.0	405.0	507.1	405.0	405.0	405.0	405.0	429.5	440.0	440.0	440.0	424.3
	EDENORTE	474.9	471.0	519.0	519.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	491.3
	EDESUR	535.5	535.5	515.5	477.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	470.3
	UNR	137.2	137.2	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	139.9	139.9	139.9	139.7	139.7	139.5
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
CODETEL										2.5	2.5	2.5	2.5		
CERINCA															
ETED															
Inyección Total	AES ANDRES	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	
	CDEEE	259.0	258.7	243.0	243.0	469.1	463.6	451.8	465.1	460.3	474.0	471.8	451.0	392.5	
	CEPP	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	
	DPP	210.3	210.3	51.6	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	197.1	
	EGEHID	369.8	370.5	372.5	367.7	353.8	352.8	328.9	355.9	346.3	373.9	369.6	328.5	357.5	
	GPLV	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	189.9	
	EGEHAINA	210.8	210.7	210.1	214.5	202.5	200.0	206.7	199.2	201.8	194.1	195.3	206.8	204.4	
	ITABO	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	225.9	
	LAESA	58.2	58.2	58.2	58.2	98.7	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	108.5	90.9	
	METALDOM	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	
	SEABOARD	108.9	108.9	108.9	79.8	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	81.8	
	PVDC	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	
	FALCONBRIDGE			64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	58.5
EDEESTE	405.0	405.0	405.0	405.0	507.1	405.0	405.0	405.0	405.0	429.5	440.0	440.0	440.0	424.3	
EDENORTE	474.9	471.0	519.0	519.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0	491.3	
EDESUR	535.5	535.5	515.5	477.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	447.5	470.3	
UNR	137.2	137.2	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	139.9	139.9	139.9	139.7	139.7	139.5	
ALUMINIOS DOMINICANOS															
CARREFOUR															
BOHEMIA															
CODETEL										2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	
CERINCA															
ETED															
Total Inyección x Generación		1,822.5	1,822.6	1,822.6	1,822.5	1,822.6	1,822.5	1,822.5	1,822.5	1,822.3	1,822.5	1,822.5	1,822.5	1,822.5	
Total Inyección x Contrato		1,845.7	1,842.0	1,764.1	1,855.5	2,130.3	2,029.0	2,000.0	2,032.7	2,048.2	2,092.1	2,086.6	2,036.1	1,980.2	
Total Inyección		3,668.2	3,664.6	3,586.7	3,677.9	3,952.8	3,851.5	3,822.5	3,855.2	3,870.5	3,914.6	3,909.1	3,858.6	3,802.7	

La Tabla 5-19 presenta la potencia retirada por cada Agente del MEM. Los retiros reúnen las demandas de potencia de punta de los usuarios finales que son atendidos por los Agentes del MEM y por los contratos de venta de electricidad.

**Tabla 5-19. Retiros de potencia 2011 [MW]**

[MW]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio	
Retiro x Consumo	AES ANDRES														
	CDEEE	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
	CEPP												0.0	0.0	0.0
	DPP	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	EGEHID	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	GPLV														
	EGEHAINA	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
	ITABO	64.4	36.8												8.4
	LAESA														
	METALDOM	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
	SEABOARD														
	PVDC														
	EDEESTE	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7	526.7
	EDENORTE	525.0	525.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.0	524.2
	EDESUR	543.1	543.1	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.4	542.6	542.6	542.5
	UNR	137.2	137.2	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	139.9	139.9	139.9	139.7	139.7	139.5
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.2	0.2	0.2
	CARREFOUR	1.3	1.3												1.3
	FALCONBRIDGE		27.6	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	61.0
	BOHEMIA			0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1			0.2
CODETEL															
CERINCA									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
ETED	15.5	15.6	15.6	15.5	15.6	15.5	15.5	15.5	15.5	15.4	15.5	15.5	15.5	15.5	
Retiro x Contrato	AES ANDRES	279.8	279.9	188.9	339.1	443.2	342.9	327.1	332.9	355.4	371.7	370.8	362.1	332.8	
	CDEEE	263.0	263.0	243.0	243.0	243.0	243.0	243.0	243.0	243.0	243.0	243.0	243.0	246.3	
	CEPP	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	
	DPP	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	
	EGEHID	152.5	152.5	137.9	117.0	347.7	346.7	322.8	349.8	340.2	367.9	363.5	321.8	276.7	
	GPLV	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	
	EGEHAINA	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	
	ITABO	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	
	LAESA	40.5	40.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	
	METALDOM														
	SEABOARD	43.8	43.8	43.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	
	PVDC	63.9	60.0	60.0	60.0										20.3
	EDEESTE	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	28.9	
	EDENORTE	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
	EDESUR	11.5	11.5	11.3	11.3	11.3	11.3	22.0	22.0	24.5	24.5	24.3	24.3	17.5	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	FALCONBRIDGE														
	BOHEMIA														
CODETEL															
CERINCA															
ETED															

*(Continuación Tabla 5-19). Retiros de potencia 2011 [MW]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Retiro Total	AES ANDRES	279.8	279.9	188.9	339.1	443.2	342.9	327.1	332.9	355.4	371.7	370.8	362.1	332.8
	CDEEE	263.4	263.4	243.4	243.4	243.4	243.4	243.4	243.4	243.4	243.4	243.4	243.4	246.7
	CEPP	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
	DPP	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3	210.3
	EGEHID	152.7	152.7	138.0	117.2	347.9	346.9	323.0	350.0	340.4	368.0	363.7	321.9	276.9
	GPLV	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
	EGEHAINA	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1	301.1
	ITABO	315.0	287.4	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	250.6	259.0
	LAESA	40.5	40.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	88.5	80.5
	METALDOM	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
	SEABOARD	43.8	43.8	43.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	15.3
	PVDC	63.9	60.0	60.0	60.0									20.3
	EDEESTE	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6	555.6
	EDENORTE	526.2	526.2	525.2	525.2	525.2	525.2	525.2	525.2	525.2	525.2	525.2	525.2	525.4
	EDESUR	554.6	554.6	553.7	553.7	553.7	553.7	564.4	564.4	566.9	567.0	566.9	566.9	560.0
	UNR	137.2	137.2	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	139.9	139.9	139.9	139.7	139.7	139.5
	ALUMINIOS DOMINICANOS											0.2	0.2	0.2
	CARREFOUR	1.3	1.3											1.3
	FALCONBRIDGE		27.6	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	61.0
	BOHEMIA			0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1			0.2
	CODETEL													
	CERINCA								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	ETED	15.5	15.6	15.6	15.5	15.6	15.5	15.5	15.5	15.4	15.5	15.5	15.5	15.5
<b>Total Retiro x Consumo</b>		<b>1,822.5</b>	<b>1,822.6</b>	<b>1,822.6</b>	<b>1,822.5</b>	<b>1,822.6</b>	<b>1,822.5</b>	<b>1,822.5</b>	<b>1,822.5</b>	<b>1,822.3</b>	<b>1,822.5</b>	<b>1,822.5</b>	<b>1,822.5</b>	<b>1,822.5</b>
<b>Total Retiro x Contrato</b>		<b>1,845.7</b>	<b>1,842.0</b>	<b>1,764.1</b>	<b>1,855.5</b>	<b>2,130.3</b>	<b>2,029.0</b>	<b>2,000.0</b>	<b>2,032.7</b>	<b>2,048.2</b>	<b>2,092.1</b>	<b>2,086.6</b>	<b>2,036.1</b>	<b>1,980.2</b>
<b>Total Retiro Total</b>		<b>3,668.2</b>	<b>3,664.6</b>	<b>3,586.7</b>	<b>3,677.9</b>	<b>3,952.8</b>	<b>3,851.5</b>	<b>3,822.5</b>	<b>3,855.2</b>	<b>3,870.5</b>	<b>3,914.6</b>	<b>3,909.1</b>	<b>3,858.6</b>	<b>3,802.7</b>

La Tabla 5-20 presenta las transferencias de potencia en el Mercado Spot como resultado del balance de inyecciones y retiros de los Agentes del MEM.

*Tabla 5-20. Transferencias de potencia en el Mercado Spot 2011 [MW]*

[MW]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio	
Ventas al Mercado Spot	AES ANDRES	0.8	0.6	91.6										7.8	
	CDEEE					225.7	220.2	208.4	221.7	216.9	230.6	228.4	207.6	146.6	
	CEPP	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.2
	DPP														
	EGEHID	217.1	217.8	234.5	250.5	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	6.6	80.6
	GPLV	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9
	EGEHAINA														
	ITABO														
	LAESA	17.7	17.7			10.2	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	15.4
	METALDOM	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2
	SEABOARD	65.2	65.2	65.2	74.0	66.1	66.1	66.1	66.1	66.2	66.2	66.2	66.1	66.1	66.6
	PVDC	32.5	36.4	36.4	36.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	76.1
	FALCONBRIDGE														
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
	CODETEL										2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
CERINCA															
ETED															
Compras al Mercado Spot	AES ANDRES				58.5	162.7	62.4	46.6	52.3	74.8	91.1	90.2	81.5	60.0	
	CDEEE	4.4	4.7	0.4	0.4									0.8	
	CEPP														
	DPP			158.7										13.2	
	EGEHID														
	GPLV														
	EGEHAINA	90.2	90.4	91.0	86.5	98.5	101.0	94.3	101.9	99.3	106.9	105.7	94.2	96.7	
	ITABO	89.1	61.5	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	33.1	
	LAESA			30.4	30.4									5.1	
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE		27.6											2.5	
	EDEESTE	150.6	150.6	150.6	150.6	48.5	150.6	150.6	150.6	126.1	115.6	115.6	115.6	131.3	
	EDENORTE	51.3	55.2	6.2	6.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	34.1	
	EDESUR	19.1	19.1	38.2	76.2	106.2	106.2	116.9	116.9	119.4	119.5	119.4	119.4	89.7	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS											0.2	0.2	0.2	
	CARREFOUR	1.3	1.3											1.3	
	BOHEMIA			0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1			0.2	
	CODETEL														
CERINCA								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
ETED	15.5	15.6	15.6	15.5	15.6	15.5	15.5	15.5	15.4	15.5	15.5	15.5	15.5		
Total Ventas al Mercado Spot		421.6	426.0	516.0	449.2	492.6	496.9	485.1	498.4	496.2	509.9	507.6	487.4	482.2	
Total Compras al Mercado Spot		421.6	426.0	516.0	449.2	492.6	496.9	485.1	498.4	496.2	509.9	507.6	487.4	482.2	

La Tabla 5-21 presenta el resumen anual de las transacciones de potencia. Las inyecciones se consideran con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, positivo o negativo, constituye el saldo neto acreedor o deudor de cada Agente del MEM respectivamente.

*Tabla 5-21. Resumen de transacciones de potencia 2011 [MW]*

AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Reti ro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Ventas al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot	Neto Mercado Spot
AES ANDRES	3,366.9		3,366.9		3,993.8	3,993.8	93.1	720.0	-627.0
CDEEE	1,600.5	3,110.0	4,710.5	4.8	2,956.0	2,960.8	1,759.6	9.9	1,749.7
CEPP	781.9		781.9	0.1	600.0	600.1	181.8		181.8
DPP	671.4	1,693.9	2,365.3	4.0	2,520.0	2,524.0		158.7	-158.7
EGEHID	4,290.2		4,290.2	2.1	3,320.3	3,322.5	967.7		967.7
GPLV	2,279.3		2,279.3		1,800.0	1,800.0	479.3		479.3
EGEHAINA	2,452.7		2,452.7	12.7	3,600.0	3,612.7		1,160.1	-1,160.1
ITABO	2,710.8		2,710.8	101.1	3,007.4	3,108.5		397.7	-397.7
LAESA	1,090.6		1,090.6		966.0	966.0	185.3	60.7	124.6
METALDOM	487.1		487.1	88.7		88.7	398.4		398.4
SEABOARD	981.7		981.7		183.1	183.1	798.6		798.6
PVDC	1,157.0		1,157.0		243.9	243.9	913.2		913.2
FALCONBRIDGE		643.6	643.6	671.2		671.2		27.6	-27.6
EDEESTE		5,091.6	5,091.6	6,320.6	347.0	6,667.7		1,576.0	-1,576.0
EDENORTE		5,895.9	5,895.9	6,290.0	14.8	6,304.8		408.9	-408.9
EDESUR		5,644.0	5,644.0	6,510.4	210.1	6,720.5		1,076.5	-1,076.5
UNR		1,673.4	1,673.4	1,673.4		1,673.4			
ALUMINIOS DOMINICANOS				0.3		0.3		0.3	-0.3
CARREFOUR				2.6		2.6		2.6	-2.6
BOHEMIA				1.5		1.5		1.5	-1.5
CODETEL		10.0	10.0				10.0		10.0
CERINCA				0.2		0.2		0.2	-0.2
ETED				186.2		186.2		186.2	-186.2
Total [MW]	21,870.0	23,762.4	45,632.4	21,870.0	23,762.4	45,632.4	5,786.9	5,786.9	0.0

Tabla 5-22. Inyecciones de potencia 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Inyección x Generación	AES ANDRES	82.2	83.0	83.7	84.9	87.1	85.4	85.6	85.8	85.8	86.0	86.3	86.5	1,022.2
	CDEEE	36.9	37.2	37.2	43.9	42.7	41.2	44.9	40.9	42.3	38.2	39.0	45.4	489.9
	CEPP	19.3	19.5	19.6	19.8	19.9	19.8	19.8	19.9	19.9	20.0	20.0	20.0	237.5
	DPP	15.9	16.0	16.0	18.9	18.3	17.8	19.4	17.6	18.3	16.5	16.8	19.6	211.0
	EGEHID	108.6	109.7	111.3	111.1	108.5	106.8	100.4	108.4	105.6	113.7	112.9	101.3	1,298.4
	GPLV	57.3	57.7	58.3	59.0	58.7	59.0	59.2	59.3	59.3	59.4	59.6	59.8	706.7
	EGEHAINA	62.3	62.8	63.2	65.4	62.8	61.3	63.8	61.4	62.2	59.8	60.4	64.4	749.7
	ITABO	68.3	68.8	69.5	70.4	70.5	70.7	70.9	71.0	71.0	71.1	71.4	71.6	845.1
	LAESA	17.5	17.7	17.8	18.0	29.8	32.1	32.1	32.2	32.2	32.2	32.4	32.4	326.4
	METALDOM	12.3	12.4	12.6	12.7	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.9	12.9	12.9	152.8
	SEABOARD	33.1	33.4	33.7	25.1	22.7	22.7	22.8	22.8	22.8	22.9	23.0	23.0	308.0
	PVDC	26.0	26.3	26.5	26.8	27.3	27.0	27.6	27.3	27.4	27.1	27.2	27.8	324.4
	FALCONBRIDGE													
	EDEESTE													
	EDENORTE													
	EDESUR													
	UNR													
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CARREFOUR													
	BOHEMIA													
CODETEL														
CERINCA														
ETED	14.0	13.9	14.0	14.5	8.5	15.7	15.2	15.6	15.2	15.5	16.0	15.2	173.2	
Inyección x Contrato	AES ANDRES													
	CDEEE	40.7	41.0	36.9	30.9	103.2	102.8	96.0	104.4	101.4	110.0	109.1	93.9	970.4
	CEPP													
	DPP	49.6	50.0	50.6	48.5	49.0	50.2	48.8	50.7	49.9	51.9	51.9	49.2	600.2
	EGEHID													
	GPLV													
	EGEHAINA													
	ITABO													
	LAESA													
	METALDOM													
	SEABOARD													
	PVDC													
	FALCONBRIDGE			20.0	20.2	20.1	20.2	20.3	20.3	20.3	20.3	20.4	20.5	202.7
	EDEESTE	127.0	127.9	129.0	130.8	163.2	132.1	132.6	132.7	140.5	144.0	145.0	145.4	1,650.4
	EDENORTE	144.9	144.9	161.1	162.9	152.2	152.6	152.8	153.2	153.1	153.5	154.1	154.3	1,839.6
	EDESUR	161.4	162.8	158.1	148.4	139.9	139.8	140.8	140.6	140.6	140.5	141.2	142.1	1,756.0
	UNR	42.0	42.3	43.6	44.2	44.3	44.3	44.5	44.6	44.5	44.6	44.7	44.8	528.5
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CARREFOUR													
	BOHEMIA													
CODETEL									0.8	0.8	0.8	0.8	3.2	
CERINCA														
ETED														

*(Continuación Tabla 5-22). Inyecciones de potencia 2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Inyección Total	AES ANDRES	82.2	83.0	83.7	84.9	87.1	85.4	85.6	85.8	85.8	86.0	86.3	86.5	1,022.2
	CDEEE	77.6	78.2	74.1	74.8	145.9	144.0	141.0	145.3	143.7	148.2	148.2	139.3	1,460.3
	CEPP	19.3	19.5	19.6	19.8	19.9	19.8	19.8	19.9	19.9	20.0	20.0	20.0	237.5
	DPP	65.4	65.9	66.5	67.4	67.3	68.0	68.2	68.3	68.2	68.3	68.8	68.8	811.3
	EGEHID	108.6	109.7	111.3	111.1	108.5	106.8	100.4	108.4	105.6	113.7	112.9	101.3	1,298.4
	GPLV	57.3	57.7	58.3	59.0	58.7	59.0	59.2	59.3	59.3	59.4	59.6	59.8	706.7
	EGEHAINA	62.3	62.8	63.2	65.4	62.8	61.3	63.8	61.4	62.2	59.8	60.4	64.4	749.7
	ITABO	68.3	68.8	69.5	70.4	70.5	70.7	70.9	71.0	71.0	71.1	71.4	71.6	845.1
	LAESA	17.5	17.7	17.8	18.0	29.8	32.1	32.1	32.2	32.2	32.2	32.4	32.4	326.4
	METALDOM	12.3	12.4	12.6	12.7	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.9	12.9	12.9	152.8
	SEABOARD	33.1	33.4	33.7	25.1	22.7	22.7	22.8	22.8	22.8	22.9	23.0	23.0	308.0
	PVDC	26.0	26.3	26.5	26.8	27.3	27.0	27.6	27.3	27.4	27.1	27.2	27.8	324.4
	FALCONBRIDGE			20.0	20.2	20.1	20.2	20.3	20.3	20.3	20.3	20.4	20.5	202.7
	EDEESTE	127.0	127.9	129.0	130.8	163.2	132.1	132.6	132.7	140.5	144.0	145.0	145.4	1,650.4
	EDENORTE	144.9	144.9	161.1	162.9	152.2	152.6	152.8	153.2	153.1	153.5	154.1	154.3	1,839.6
	EDESUR	161.4	162.8	158.1	148.4	139.9	139.8	140.8	140.6	140.6	140.5	141.2	142.1	1,756.0
	UNR	42.0	42.3	43.6	44.2	44.3	44.3	44.5	44.6	44.5	44.6	44.7	44.8	528.5
	ALUMINIOS DOMINICANOS													
	CARREFOUR													
	BOHEMIA													
	CODETEL									0.8	0.8	0.8	0.8	3.2
	CERINCA													
	ETED	14.0	13.9	14.0	14.5	8.5	15.7	15.2	15.6	15.2	15.5	16.0	15.2	173.2
Total Inyección x Generación		553.8	558.3	563.3	570.5	569.6	572.3	574.6	575.0	574.6	575.2	578.1	580.0	6,845.4
Total Inyección x Contrato		565.5	568.9	599.3	585.9	671.9	642.1	635.8	646.4	651.2	665.7	667.3	651.0	7,551.0
Total Inyección Total		1,119.2	1,127.3	1,162.6	1,156.3	1,241.5	1,214.3	1,210.5	1,221.4	1,225.8	1,240.9	1,245.4	1,231.0	14,396.3

Tabla 5-23. Retiros de potencia 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Retiro x Consumo	AES ANDRES		0.0		0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0		0.0	
	CDEEE	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	
	CEPP											0.0	0.0	0.0	
	DPP	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.3	
	EGEHID	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.6	
	GPLV														
	EGEHAINA	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	4.0	
	ITABO	19.6	11.3											31.0	
	LAESA														
	METALDOM	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	27.8
	SEABOARD	0.0		0.0						0.0		0.0	0.0	0.0	
	PVDC														
	FALCONBRIDGE		8.5	20.0	20.2	20.1	20.2	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.4	20.5	211.2
	EDEESTE	165.1	166.3	167.8	170.2	169.5	171.8	172.5	172.6	172.3	172.4	173.6	174.1	2,048.3	
	EDENORTE	160.2	161.5	162.7	164.4	163.1	163.5	163.8	164.2	164.0	164.5	165.2	165.3	1,962.4	
	EDESUR	163.6	165.1	166.3	168.5	169.5	169.4	170.6	170.3	170.4	170.3	171.1	172.3	2,027.5	
	UNR	42.0	42.3	43.6	44.2	44.3	44.3	44.5	44.6	44.5	44.6	44.7	44.8	528.5	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.1	0.1	0.1
	CARREFOUR	0.4	0.4												0.8
	BOHEMIA			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0			0.5
CODETEL															
CERINCA									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
ETED															
Retiro x Contrato	AES ANDRES	87.2	87.9	109.7	108.4	141.6	110.4	105.7	107.7	114.9	120.4	120.8	118.2	1,333.0	
	CDEEE	80.2	80.9	75.5	76.4	76.2	76.5	76.8	76.8	76.8	76.9	77.3	77.5	927.9	
	CEPP	15.3	15.4	15.5	15.7	15.6	15.6	15.6	15.7	15.7	15.7	15.8	15.8	187.2	
	DPP	65.8	66.3	66.9	67.8	67.6	68.5	68.8	68.8	68.7	68.8	69.2	69.4	816.6	
	EGEHID	46.1	46.4	42.4	36.4	108.7	108.4	101.6	109.9	107.0	115.6	114.7	99.5	1,036.8	
	GPLV	45.5	45.9	46.3	46.8	46.8	46.8	47.0	47.1	47.1	47.1	47.3	47.5	561.1	
	EGEHAINA	91.4	92.2	93.0	94.2	94.1	94.4	94.8	94.8	94.8	94.9	95.3	95.7	1,129.5	
	ITABO	76.5	77.1	77.8	78.8	78.7	78.9	79.3	79.3	79.3	79.4	79.7	80.0	944.8	
	LAESA	12.2	12.3	27.3	27.6	27.6	27.6	27.7	27.8	27.8	27.8	27.9	28.0	301.7	
	METALDOM														
	SEABOARD	13.2	13.3	13.5	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	56.5	
	PVDC	19.4	18.3	18.5	18.7									75.0	
	FALCONBRIDGE														
	EDEESTE	8.9	9.0	9.0	9.2	9.3	9.2	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	110.3	
	EDENORTE	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	4.6	
	EDESUR	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.5	7.0	7.0	7.7	7.8	7.7	7.8	66.0	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
CODETEL															
CERINCA															
ETED															

*(Continuación Tabla 5-23). Retiros de potencia 2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Retiro Total	AES ANDRES	87.2	87.9	109.7	108.4	141.6	110.4	105.7	107.7	114.9	120.4	120.8	118.2	1,333.0	
	CDEEE	80.4	81.0	75.6	76.5	76.3	76.6	76.9	77.0	76.9	77.0	77.4	77.6	929.4	
	CEPP	15.3	15.4	15.5	15.7	15.6	15.6	15.6	15.7	15.7	15.7	15.7	15.8	15.8	187.2
	DPP	65.9	66.4	67.0	67.9	67.7	68.6	68.9	68.9	68.9	68.8	68.9	69.3	69.5	817.9
	EGEHID	46.1	46.5	42.4	36.5	108.8	108.4	101.7	110.0	107.0	115.6	114.8	99.6	1,037.4	
	GPLV	45.5	45.9	46.3	46.8	46.8	46.8	47.0	47.1	47.1	47.1	47.1	47.3	47.5	561.1
	EGEHAINA	91.8	92.5	93.3	94.5	94.4	94.7	95.1	95.2	95.1	95.2	95.2	95.6	96.0	1,133.5
	ITABO	96.1	88.4	77.8	78.8	78.7	78.9	79.3	79.3	79.3	79.4	79.7	80.0	975.8	
	LAESA	12.2	12.3	27.3	27.6	27.6	27.6	27.7	27.8	27.8	27.8	27.9	28.0	301.7	
	METALDOM	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	27.8
	SEABOARD	13.2	13.3	13.5	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	56.5
	PVDC	19.4	18.3	18.5	18.7										75.0
	FALCONBRIDGE		8.5	20.0	20.2	20.1	20.2	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.4	20.5	211.2
	EDEESTE	174.0	175.3	176.8	179.3	178.8	181.0	181.8	181.9	181.6	181.7	182.9	183.4	2,158.6	
	EDENORTE	160.5	161.9	163.1	164.8	163.5	163.9	164.1	164.5	164.4	164.9	165.5	165.7	1,967.0	
	EDESUR	167.1	168.6	169.8	172.0	173.1	172.9	177.6	177.3	178.2	178.1	178.8	180.0	2,093.5	
	UNR	42.0	42.3	43.6	44.2	44.3	44.3	44.5	44.6	44.5	44.6	44.7	44.8	528.5	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.1	0.1	0.1
	CARREFOUR	0.4	0.4												0.8
	BOHEMIA			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0			0.5
	CODETEL														
CERINCA								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
ETED															
<b>Total Retiro x Consumo</b>		553.8	558.3	563.3	570.5	569.6	572.3	574.6	575.0	574.6	575.2	578.1	580.1	6,845.4	
<b>Total Retiro x Contrato</b>		565.5	568.9	599.3	585.9	671.9	642.1	635.8	646.4	651.2	665.7	667.3	651.0	7,550.9	
<b>Total Retiro Total</b>		1,119.2	1,127.3	1,162.6	1,156.3	1,241.5	1,214.3	1,210.5	1,221.4	1,225.8	1,240.9	1,245.4	1,231.0	14,396.3	

Tabla 5-24. Transferencias de potencia en el Mercado Spot 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Ventas al Mercado Spot	AES ANDRES														
	CDEEE					69.6	67.4	64.1	68.3	66.8	71.2	70.8	61.7	539.8	
	CEPP	4.0	4.1	4.1	4.1	4.3	4.2	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.2	50.2	
	DPP														
	EGEHID	62.5	63.2	68.9	74.6								1.7	271.0	
	GPLV	11.8	11.9	12.0	12.2	11.9	12.2	12.2	12.2	12.2	12.3	12.3	12.3	145.6	
	EGEHAINA														
	ITABO														
	LAESA	5.3	5.4			2.2	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.5	4.5	4.4	43.9
	METALDOM	10.1	10.2	10.3	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.6	10.6	125.0	
	SEABOARD	19.9	20.1	20.3	23.2	20.8	20.9	20.9	21.0	21.0	21.0	21.1	21.2	251.5	
	PVDC	6.7	7.9	8.0	8.1	27.3	27.0	27.6	27.3	27.4	27.1	27.2	27.8	249.4	
	FALCONBRIDGE														
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
	CODETEL										0.8	0.8	0.8	0.8	3.2
CERINCA															
ETED	14.0	13.9	14.0	14.5	8.5	15.7	15.2	15.6	15.2	15.5	16.0	15.2	173.2		
Compras al Mercado Spot	AES ANDRES	4.9	4.9	26.0	23.5	54.5	25.0	20.1	21.9	29.2	34.4	34.5	31.8	310.7	
	CDEEE	2.7	2.8	1.5	1.8									8.9	
	CEPP														
	DPP	0.5	0.5	0.5	0.6	0.4	0.6	0.7	0.6	0.6	0.5	0.6	0.7	6.6	
	EGEHID					0.3	1.6	1.2	1.6	1.4	1.9	1.9		10.0	
	GPLV														
	EGEHAINA	29.4	29.7	30.2	29.1	31.7	33.4	31.3	33.8	32.9	35.4	35.2	31.6	383.8	
	ITABO	27.9	19.6	8.3	8.4	8.1	8.3	8.4	8.3	8.3	8.2	8.3	8.5	130.7	
	LAESA			9.5	9.6									19.1	
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE		8.5											8.5	
	EDEESTE	47.0	47.4	47.8	48.5	15.6	48.9	49.1	49.2	41.1	37.7	37.9	38.0	508.2	
	EDENORTE	15.7	17.0	1.9	2.0	11.3	11.3	11.3	11.4	11.3	11.4	11.4	11.4	127.4	
	EDESUR	5.7	5.8	11.7	23.7	33.2	33.2	36.8	36.7	37.5	37.5	37.7	37.9	337.5	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.1	0.1	0.1
	CARREFOUR	0.4	0.4												0.8
	BOHEMIA			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0				0.5
	CODETEL														
CERINCA								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
ETED															
Total Ventas al Mercado Spot		134.3	136.6	137.5	147.2	155.2	162.4	159.0	163.5	162.5	167.2	167.6	160.0	1,852.8	
Total Compras al Mercado Spot		134.3	136.6	137.5	147.2	155.2	162.4	159.0	163.5	162.5	167.2	167.6	160.0	1,852.8	

Tabla 5-25. Resumen de transacciones de potencia 2011 [Millones RD\$]

AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Ventas al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot	Neto Mercado Spot
AES ANDRES	1,022.2		1,022.2	0.0	1,333.0	1,333.0		310.7	-310.7
CDEEE	489.9	970.4	1,460.3	1.5	927.9	929.4	539.8	8.9	530.9
CEPP	237.5		237.5	0.0	187.2	187.2	50.2		50.2
DPP	211.0	600.2	811.3	1.3	816.6	817.9		6.6	-6.6
EGEHID	1,298.4		1,298.4	0.6	1,036.8	1,037.4	271.0	10.0	260.9
GPLV	706.7		706.7		561.1	561.1	145.6		145.6
EGEHAINA	749.7		749.7	4.0	1,129.5	1,133.5		383.8	-383.8
ITABO	845.1		845.1	31.0	944.8	975.8		130.7	-130.7
LAESA	326.4		326.4		301.7	301.7	43.9	19.1	24.8
METALDOM	152.8		152.8	27.8		27.8	125.0		125.0
SEABOARD	308.0		308.0	0.0	56.5	56.5	251.5		251.5
EDEESTE		1,650.4	1,650.4	2,048.3	110.3	2,158.6		508.2	-508.2
EDENORTE		1,839.6	1,839.6	1,962.4	4.6	1,967.0		127.4	-127.4
EDESUR		1,756.0	1,756.0	2,027.5	66.0	2,093.5		337.5	-337.5
PVDC	324.4		324.4		75.0	75.0	249.4		249.4
FALCONBRIDGE		202.7	202.7	211.2		211.2		8.5	-8.5
UNR		528.5	528.5	528.5		528.5			
ALUMINIOS DOMINICANOS				0.1		0.1		0.1	-0.1
CARREFOUR				0.8		0.8		0.8	-0.8
BOHEMIA				0.5		0.5		0.5	-0.5
CODETEL		3.2	3.2				3.2		3.2
CERINCA				0.1		0.1		0.1	-0.1
ETED	173.2		173.2				173.2		173.2
Total [Millones de RD\$]	6,845.4	7,551.0	14,396.3	6,845.4	7,550.9	14,396.3	1,852.8	1,852.8	

## 5.9 PAGO POR DERECHO DE CONEXIÓN

Tabla 5-26. Peaje de transmisión unitario 2011 según Resolución SIE 06-2006

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
PTU DIC-2010	[¢US\$/kWh]	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
CPI Mes i-1		219.18	220.22	221.31	223.47	224.91	225.96	225.72	225.92	226.55	226.89	226.42	226.23	224.40
CPI Nov n-1		218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80
A = Min(CPI Mes i-1/CPI Nov n-1; 1.02)		1.0017	1.0065	1.0115	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0166
PTU Mes i	[¢US\$/kWh]	0.70	0.69	0.72	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.70	0.73	0.71
D Mes i-1	[RD\$/US\$]	37.41	37.55	37.70	37.86	37.92	37.99	38.16	38.18	38.18	38.22	38.38	38.52	38.01
PEAJE DE TRANSMISIÓN UNITARIO	[RD\$/kWh]	0.26	0.26	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.28	0.27

Donde los términos tienen el siguiente significado:

PTU Dic 2011	Peaje total unitario a diciembre 2011 (Resolución SIE 06-2006).
CPI Mes i-1	Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América all cities, all items del mes anterior al que corresponde el cálculo.
CPI Nov n-1	Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América all cities, all items del mes de noviembre del año anterior al que corresponde el cálculo.
A	Factor de indexación por CPI: A=Mín(CPI Mes i-1/CPI Nov n-1; 1.02)
D Mes i-1	Tasa de cambio promedio del dólar americano para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, publicada por el Banco Central, correspondiente al mes anterior al que corresponde el cálculo.
PTU MES i	Peaje total unitario del MES i para el que se realiza el cálculo.

Tabla 5-27. Peaje de transmisión y derecho de conexión unitario 2011

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
TOTAL RETIROS ENERGÍA	[GWh]	945.2	872.9	981.4	980.9	1,039.2	1,049.7	1,076.1	1,095.6	1,074.0	1,105.1	1,024.1	998.1	12,242.1
PEAJE TOTAL	[MU\$S]													
PEAJE TOTAL	[MRD\$]	245.7	226.9	265.0	264.8	280.6	283.4	290.5	295.8	290.0	298.4	276.5	279.5	3,297.2
DERECHO DE USO ENERGÍA	[MRD\$]	34.7	31.5	38.9	44.1	76.4	56.7	103.3	90.7	59.2	70.0	50.6	46.9	703.0
DERECHO DE USO POTENCIA	[MRD\$]	14.0	13.9	14.0	14.5	8.5	15.7	15.2	15.6	15.2	15.5	16.0	15.2	173.2
DERECHO DE CONEXIÓN	[MRD\$]	197.1	181.6	212.1	206.2	195.7	211.0	172.1	189.5	215.6	212.8	209.9	217.3	2,420.9
DERECHO DE USO ENERGÍA	[%]	14.1%	13.9%	14.7%	16.7%	27.2%	20.0%	35.5%	30.7%	20.4%	23.5%	18.3%	16.8%	21.3%
DERECHO DE USO POTENCIA	[%]	5.7%	6.1%	5.3%	5.5%	3.0%	5.6%	5.2%	5.3%	5.2%	5.2%	5.8%	5.4%	5.3%
DERECHO DE CONEXIÓN	[%]	80.2%	80.0%	80.1%	77.9%	69.8%	74.4%	59.2%	64.1%	74.4%	71.3%	75.9%	77.8%	73.4%
DEMANDA DE POTENCIA DE PUNTA	[MW]	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0	1,807.0
DEMANDA DE METALDOM	[MW]	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
DEMANDA NETA	[MW]	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6	1,799.6
DERECHO DE CONEXIÓN UNITARIO	[RD\$/kW-mes]	109.51	100.88	117.87	114.60	108.75	117.22	95.62	105.29	119.83	118.28	116.65	120.76	112.11
POTENCIA FIRME	[MW]	1,822.5	1,822.6	1,822.6	1,822.5	1,822.6	1,822.5	1,822.5	1,822.5	1,822.3	1,822.5	1,822.5	1,822.5	1,822.5
PAGO POR DERECHO DE CONEXIÓN	[MRD\$]	198.8	183.1	214.0	208.0	197.4	212.8	173.6	191.1	217.5	214.7	211.7	219.2	2,441.8
TRANSFERENCIA POR DERECHO DE CONEXIÓN (ETED)	[MRD\$]	1.7	1.6	1.8	1.8	1.7	1.8	1.5	1.6	1.8	1.8	1.8	1.9	20.9

*Tabla 5-28. Pagos por derecho de conexión 2011 [Millones RD\$]*

AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
AES ANDRES	30.7	28.3	33.1	32.2	30.5	32.9	26.8	29.5	33.6	33.2	32.7	33.9	377.4
CDEEE	13.6	12.5	14.5	16.4	15.1	15.8	14.0	14.0	16.5	14.6	14.7	17.7	179.3
CEPP	7.1	6.6	7.7	7.5	7.1	7.6	6.2	6.9	7.8	7.7	7.6	7.9	87.7
DPP	5.7	5.3	6.1	6.9	6.3	6.6	5.9	5.9	6.9	6.1	6.2	7.4	75.2
EDEESTE													
EDENORTE													
EDESUR													
EGEHID	40.5	37.4	43.9	42.1	38.5	41.4	31.4	37.5	41.5	44.2	43.1	39.7	481.2
ETED													
GPLV	20.8	19.2	22.4	21.8	20.7	22.3	18.2	20.0	22.8	22.5	22.2	22.9	255.5
EGEHAINA	23.1	21.3	24.8	24.6	22.0	23.4	19.8	21.0	24.2	23.0	22.8	25.0	274.8
ITABO	24.7	22.8	26.6	25.9	24.6	26.5	21.6	23.8	27.1	26.7	26.4	27.3	303.9
LAESA	6.4	5.9	6.9	6.7	10.7	12.7	10.4	11.4	13.0	12.8	12.7	13.1	122.6
METALDOM	3.6	3.3	3.9	3.8	3.6	3.9	3.2	3.5	4.0	3.9	3.9	4.0	44.7
SEABOARD	11.9	11.0	12.8	9.1	7.8	8.4	6.9	7.6	8.6	8.5	8.4	8.7	109.8
PVDC	10.6	9.7	11.4	11.0	10.5	11.3	9.2	10.2	11.6	11.4	11.2	11.6	129.7
FALCONBRIDGE													
<b>Total</b>	<b>198.8</b>	<b>183.1</b>	<b>214.0</b>	<b>208.0</b>	<b>197.4</b>	<b>212.8</b>	<b>173.6</b>	<b>191.1</b>	<b>217.5</b>	<b>214.7</b>	<b>211.7</b>	<b>219.2</b>	<b>2,441.8</b>

## 5.10 TRANSFERENCIA POR DERECHO DE CONEXIÓN

Tabla 5-29. Inyecciones por derecho de conexión 2011 [Millones RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Inyección x Generación	AES ANDRES	30.7	28.3	33.1	32.2	30.5	32.9	26.8	29.5	33.6	33.2	32.7	33.9	377.4	
	CDEEE	13.6	12.5	14.5	16.4	15.1	15.8	14.0	14.0	16.5	14.6	14.7	17.7	179.3	
	CEPP	7.1	6.6	7.7	7.5	7.1	7.6	6.2	6.9	7.8	7.7	7.6	7.9	87.7	
	DPP	5.7	5.3	6.1	6.9	6.3	6.6	5.9	5.9	6.9	6.1	6.2	7.4	75.2	
	EGEHID	40.5	37.4	43.9	42.1	38.5	41.4	31.4	37.5	41.5	44.2	43.1	39.7	481.2	
	GPLV	20.8	19.2	22.4	21.8	20.7	22.3	18.2	20.0	22.8	22.5	22.2	22.9	255.5	
	EGEHAINA	23.1	21.3	24.8	24.6	22.0	23.4	19.8	21.0	24.2	23.0	22.8	25.0	274.8	
	ITABO	24.7	22.8	26.6	25.9	24.6	26.5	21.6	23.8	27.1	26.7	26.4	27.3	303.9	
	LAESA	6.4	5.9	6.9	6.7	10.7	12.7	10.4	11.4	13.0	12.8	12.7	13.1	122.6	
	METALDOM	4.4	4.1	4.8	4.7	4.4	4.8	3.9	4.3	4.9	4.8	4.7	4.9	54.6	
	SEABOARD	11.9	11.0	12.8	9.1	7.8	8.4	6.9	7.6	8.6	8.5	8.4	8.7	109.8	
	PVDC	10.6	9.7	11.4	11.0	10.5	11.3	9.2	10.2	11.6	11.4	11.2	11.6	129.7	
	FALCONBRIDGE														
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
	CODETEL														
	CERINCA														
ETED															
Inyección x Contrato	AES ANDRES														
	CDEEE	14.8	13.6	14.2	11.4	35.9	38.6	29.2	35.0	38.7	41.4	40.4	36.7	349.9	
	CEPP														
	DPP	17.3	16.0		17.2	16.5	18.1	14.2	16.3	18.3	18.7	18.4	18.0	189.0	
	EGEHID														
	GPLV														
	EGEHAINA														
	ITABO														
	LAESA														
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE				7.6	7.4	7.0	7.5	6.2	6.8	7.7	7.6	7.5	7.8	73.0
	EDEESTE	44.4	40.9	47.7	46.4	55.2	47.5	38.7	42.6	51.5	52.0	51.3	53.1	571.3	
	EDENORTE	52.0	47.5	61.2	59.5	53.2	57.3	46.8	51.5	58.6	57.8	57.0	59.1	661.4	
	EDESUR	58.6	54.0	60.8	54.7	48.7	52.5	42.8	47.1	53.6	52.9	52.2	54.0	632.0	
	UNR	15.0	13.8	16.5	16.0	15.2	16.4	13.4	14.7	16.8	16.5	16.3	16.9	187.6	
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
	CODETEL										0.3	0.3	0.3	0.3	1.2
	CERINCA														
ETED															

*(Continuación Tabla 5-29). Inyecciones por derecho de conexión 2011 [Millones RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Inyección Total	AES ANDRES	30.7	28.3	33.1	32.2	30.5	32.9	26.8	29.5	33.6	33.2	32.7	33.9	377.4	
	CDEEE	28.4	26.1	28.6	27.8	51.0	54.3	43.2	49.0	55.2	56.1	55.0	54.5	529.2	
	CEPP	7.1	6.6	7.7	7.5	7.1	7.6	6.2	6.9	7.8	7.7	7.6	7.9	87.7	
	DPP	23.0	21.2	6.1	24.1	22.9	24.7	20.1	22.1	25.2	24.9	24.5	25.4	264.3	
	EGEHID	40.5	37.4	43.9	42.1	38.5	41.4	31.4	37.5	41.5	44.2	43.1	39.7	481.2	
	GPLV	20.8	19.2	22.4	21.8	20.7	22.3	18.2	20.0	22.8	22.5	22.2	22.9	255.5	
	EGEHAINA	23.1	21.3	24.8	24.6	22.0	23.4	19.8	21.0	24.2	23.0	22.8	25.0	274.8	
	ITABO	24.7	22.8	26.6	25.9	24.6	26.5	21.6	23.8	27.1	26.7	26.4	27.3	303.9	
	LAESA	6.4	5.9	6.9	6.7	10.7	12.7	10.4	11.4	13.0	12.8	12.7	13.1	122.6	
	METALDOM	4.4	4.1	4.8	4.7	4.4	4.8	3.9	4.3	4.9	4.8	4.7	4.9	54.6	
	SEABOARD	11.9	11.0	12.8	9.1	7.8	8.4	6.9	7.6	8.6	8.5	8.4	8.7	109.8	
	PVDC	10.6	9.7	11.4	11.0	10.5	11.3	9.2	10.2	11.6	11.4	11.2	11.6	129.7	
	FALCONBRIDGE			7.6	7.4	7.0	7.5	6.2	6.8	7.7	7.6	7.5	7.8	73.0	
	EDEESTE	44.4	40.9	47.7	46.4	55.2	47.5	38.7	42.6	51.5	52.0	51.3	53.1	571.3	
	EDENORTE	52.0	47.5	61.2	59.5	53.2	57.3	46.8	51.5	58.6	57.8	57.0	59.1	661.4	
	EDESUR	58.6	54.0	60.8	54.7	48.7	52.5	42.8	47.1	53.6	52.9	52.2	54.0	632.0	
	UNR	15.0	13.8	16.5	16.0	15.2	16.4	13.4	14.7	16.8	16.5	16.3	16.9	187.6	
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
CODETEL									0.3	0.3	0.3	0.3	1.2		
CERINCA															
ETED															
<b>Total Inyección x Generación</b>		199.6	183.9	214.8	208.8	198.2	213.6	174.3	191.9	218.4	215.6	212.6	220.1	2,451.8	
<b>Total Inyección x Contrato</b>		202.1	185.8	207.9	212.6	231.7	237.8	191.2	214.0	245.4	247.4	243.4	245.9	2,665.5	
<b>Total Inyección</b>		401.7	369.7	422.8	421.5	429.9	451.5	365.5	405.9	463.8	463.0	456.0	466.0	5,117.3	

Tabla 5-30. Retiros por derecho de conexión 2011 [Millones RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Retiro x Consumo	AES ANDRES														
	CDEEE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	
	CEPP											0.0	0.0	0.0	
	DPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	
	EGEHID	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	
	GPLV														
	EGEHAINA	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.4
	ITABO	7.0	3.7												10.8
	LAESA														
	METALDOM	0.8	0.7	0.9	0.8	0.8	0.9	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	9.9
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE		2.8	7.6	7.4	7.0	7.5	6.2	6.8	7.7	7.6	7.5	7.8	7.8	75.8
	EDEESTE	57.7	53.1	62.1	60.4	57.3	61.7	50.4	55.5	63.1	62.3	61.4	63.6	63.6	708.6
	EDENORTE	57.5	53.0	61.8	60.0	57.0	61.4	50.1	55.2	62.8	62.0	61.1	63.3	63.3	705.1
	EDESUR	59.5	54.8	63.9	62.2	59.0	63.6	51.9	57.1	65.0	64.2	63.3	65.5	65.5	729.8
	UNR	15.0	13.8	16.5	16.0	15.2	16.4	13.4	14.7	16.8	16.5	16.3	16.9	16.9	187.6
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.0	0.0	0.0
	CARREFOUR	0.1	0.1												0.3
	BOHEMIA			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.2
CODETEL															
ETED	1.7	1.6	1.8	1.8	1.7	1.8	1.5	1.6	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	20.9	
CERINCA									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Retiro x Contrato	AES ANDRES	30.6	28.2	22.3	38.9	48.2	40.2	31.3	35.0	42.6	44.0	43.3	43.7	448.3	
	CDEEE	28.8	26.5	28.6	27.8	26.4	28.5	23.2	25.6	29.1	28.7	28.3	29.3	331.1	
	CEPP	5.5	5.0	5.9	5.7	5.4	5.9	4.8	5.3	6.0	5.9	5.8	6.0	67.3	
	DPP	23.0	21.2	24.8	24.1	22.8	24.6	20.1	22.1	25.2	24.8	24.5	25.4	282.5	
	EGEHID	16.7	15.4	16.2	13.4	37.8	40.6	30.9	36.8	40.8	43.5	42.4	38.9	373.4	
	GPLV	16.4	15.1	17.7	17.2	16.3	17.6	14.3	15.8	18.0	17.7	17.5	18.1	201.8	
	EGEHAINA	32.9	30.3	35.4	34.4	32.6	35.2	28.7	31.6	35.9	35.5	35.0	36.2	403.6	
	ITABO	27.4	25.3	29.5	28.7	27.3	29.4	24.0	26.4	30.0	29.6	29.2	30.3	337.1	
	LAESA	4.4	4.1	10.4	10.1	9.6	10.4	8.5	9.3	10.6	10.5	10.3	10.7	109.0	
	METALDOM														
	SEABOARD	4.8	4.4	5.2	0.7	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	20.2	
	PVDC	7.0	6.1	7.1	6.9										27.0
	FALCONBRIDGE														
	EDEESTE	3.2	2.9	3.4	3.3	3.1	3.4	2.8	3.0	3.5	3.4	3.4	3.5	38.9	
	EDENORTE	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.7
	EDESUR	1.3	1.2	1.3	1.3	1.2	1.3	2.1	2.3	2.9	2.9	2.8	2.9	23.7	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
CODETEL															
ETED															
CERINCA															

*(Continuación Tabla 5-30). Retiros por derecho de conexión 2011 [Millones RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Retiro Total	AES ANDRES	30.6	28.2	22.3	38.9	48.2	40.2	31.3	35.0	42.6	44.0	43.3	43.7	448.3
	CDEEE	28.8	26.6	28.7	27.9	26.5	28.5	23.3	25.6	29.2	28.8	28.4	29.4	331.6
	CEPP	5.5	5.0	5.9	5.7	5.4	5.9	4.8	5.3	6.0	5.9	5.8	6.0	67.3
	DPP	23.0	21.2	24.8	24.1	22.9	24.7	20.1	22.1	25.2	24.9	24.5	25.4	283.0
	EGEHID	16.7	15.4	16.3	13.4	37.8	40.7	30.9	36.9	40.8	43.5	42.4	38.9	373.7
	GPLV	16.4	15.1	17.7	17.2	16.3	17.6	14.3	15.8	18.0	17.7	17.5	18.1	201.8
	EGEHAINA	33.0	30.4	35.5	34.5	32.7	35.3	28.8	31.7	36.1	35.6	35.1	36.4	405.0
	ITABO	34.5	29.0	29.5	28.7	27.3	29.4	24.0	26.4	30.0	29.6	29.2	30.3	347.9
	LAESA	4.4	4.1	10.4	10.1	9.6	10.4	8.5	9.3	10.6	10.5	10.3	10.7	109.0
	METALDOM	0.8	0.7	0.9	0.8	0.8	0.9	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	9.9
	SEABOARD	4.8	4.4	5.2	0.7	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	20.2
	PVDC	7.0	6.1	7.1	6.9									27.0
	FALCONBRIDGE		2.8	7.6	7.4	7.0	7.5	6.2	6.8	7.7	7.6	7.5	7.8	75.8
	EDEESTE	60.8	56.1	65.5	63.7	60.4	65.1	53.1	58.5	66.6	65.7	64.8	67.1	747.5
	EDENORTE	57.6	53.1	61.9	60.2	57.1	61.6	50.2	55.3	62.9	62.1	61.3	63.4	706.8
	EDESUR	60.7	55.9	65.3	63.5	60.2	64.9	54.0	59.4	67.9	67.1	66.1	68.5	753.5
	UNR	15.0	13.8	16.5	16.0	15.2	16.4	13.4	14.7	16.8	16.5	16.3	16.9	187.6
	ALUMINIOS DOMINICANOS											0.0	0.0	0.0
	CARREFOUR	0.1	0.1											0.3
	BOHEMIA			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.2
	CODETEL													
	ETED	1.7	1.6	1.8	1.8	1.7	1.8	1.5	1.6	1.8	1.8	1.8	1.9	20.9
	CERINCA								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Retiro x Consumo		199.6	183.9	214.8	208.8	198.2	213.6	174.3	191.9	218.4	215.6	212.6	220.1	2,451.8
Total Retiro x Contrato		202.1	185.8	207.9	212.6	231.7	237.8	191.2	214.0	245.4	247.4	243.4	245.9	2,665.5
Total Retiro Total		401.7	369.7	422.8	421.5	429.9	451.5	365.5	405.9	463.8	463.0	456.0	466.0	5,117.3

Tabla 5-31. Transferencias por derecho de conexión 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Ventas al Mercado Spot	AES ANDRES	0.1	0.1	10.8										11.0	
	CDEEE					24.5	25.8	19.9	23.3	26.0	27.3	26.6	25.1	198.6	
	CEPP	1.7	1.5	1.8	1.7	1.6	1.8	1.4	1.6	1.8	1.8	1.8	1.8	20.4	
	DPP														
	EGEHID	23.8	22.0	27.6	28.7	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	107.5	
	GPLV	4.4	4.0	4.7	4.6	4.3	4.7	3.8	4.2	4.8	4.7	4.7	4.8	53.7	
	EGEHAINA														
	ITABO														
	LAESA	1.9	1.8			1.1	2.3	1.9	2.1	2.4	2.4	2.3	2.4	20.7	
	METALDOM	3.6	3.3	3.9	3.8	3.6	3.9	3.2	3.5	4.0	3.9	3.9	4.0	44.7	
	SEABOARD	7.1	6.6	7.7	8.5	7.2	7.7	6.3	7.0	7.9	7.8	7.7	8.0	89.6	
	PVDC	3.6	3.7	4.3	4.2	10.5	11.3	9.2	10.2	11.6	11.4	11.2	11.6	102.7	
	FALCONBRIDGE														
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CARREFOUR														
	BOHEMIA														
	CODETEL										0.3	0.3	0.3	0.3	1.2
CERINCA															
ETED															
Compras al Mercado Spot	AES ANDRES				6.7	17.7	7.3	4.5	5.5	9.0	10.8	10.5	9.8	81.8	
	CDEEE	0.5	0.5	0.0	0.0									1.0	
	CEPP														
	DPP			18.7										18.7	
	EGEHID														
	GPLV														
	EGEHAINA	9.9	9.1	10.7	9.9	10.7	11.8	9.0	10.7	11.9	12.6	12.3	11.4	130.2	
	ITABO	9.8	6.2	2.9	2.8	2.7	2.9	2.4	2.6	3.0	2.9	2.9	3.0	44.0	
	LAESA			3.6	3.5									7.1	
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE		2.8											2.8	
	EDEESTE	16.5	15.2	17.8	17.3	5.3	17.7	14.4	15.9	15.1	13.7	13.5	14.0	176.2	
	EDENORTE	5.6	5.6	0.7	0.7	3.9	4.2	3.5	3.8	4.3	4.3	4.2	4.4	45.3	
	EDESUR	2.1	1.9	4.5	8.7	11.5	12.4	11.2	12.3	14.3	14.1	13.9	14.4	121.5	
	UNR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.0	0.0	0.0
	CARREFOUR	0.1	0.1												0.3
	BOHEMIA			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				0.2
	CODETEL														
CERINCA								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
ETED	1.7	1.6	1.8	1.8	1.7	1.8	1.5	1.6	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	20.9	
<b>Total Ventas al Mercado Spot</b>		46.2	43.0	60.8	51.5	53.6	58.2	46.4	52.5	59.5	60.3	59.2	58.9	650.0	
<b>Total Compras al Mercado Spot</b>		46.2	43.0	60.8	51.5	53.6	58.2	46.4	52.5	59.5	60.3	59.2	58.9	650.0	

*Tabla 5-32. Resumen de transacciones de derecho de conexión 2011 [Millones RD\$]*

AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Ventas al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
AES ANDRES	377.4		377.4		448.3	448.3	11.0	81.8
CDEEE	179.3	349.9	529.2	0.5	331.1	331.6	198.6	1.0
CEPP	87.7		87.7	0.0	67.3	67.3	20.4	
DPP	75.2	189.0	264.3	0.5	282.5	283.0		18.7
EGEHID	481.2		481.2	0.2	373.4	373.7	107.5	
GPLV	255.5		255.5		201.8	201.8	53.7	
EGEHAINA	274.8		274.8	1.4	403.6	405.0		130.2
ITABO	303.9		303.9	10.8	337.1	347.9		44.0
LAESA	122.6		122.6		109.0	109.0	20.7	7.1
METALDOM	54.6		54.6	9.9		9.9	44.7	
SEABOARD	109.8		109.8		20.2	20.2	89.6	
PVDC	129.7		129.7		27.0	27.0	102.7	
FALCONBRIDGE		73.0	73.0	75.8		75.8		2.8
EDEESTE		571.3	571.3	708.6	38.9	747.5		176.2
EDENORTE		661.4	661.4	705.1	1.7	706.8		45.3
EDESUR		632.0	632.0	729.8	23.7	753.5		121.5
UNR		187.6	187.6	187.6		187.6		
ALUMINIOS DOMINICANOS				0.0		0.0		0.0
CARREFOUR				0.3		0.3		0.3
BOHEMIA				0.2		0.2		0.2
CODETEL		1.2	1.2				1.2	
CERINCA				0.0		0.0		0.0
ETED				20.9		20.9		20.9
<b>Total [Millones de RD\$]</b>	<b>2,451.8</b>	<b>2,665.5</b>	<b>5,117.3</b>	<b>2,451.8</b>	<b>2,665.5</b>	<b>5,117.3</b>	<b>650.0</b>	<b>650.0</b>

## 5.11 SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA

La regulación de la frecuencia del SENI se resuelve a partir de los márgenes de reserva asignados en las unidades habilitadas y disponibles para brindar este servicio. Se distinguen los márgenes de reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y para la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

El pago por este servicio recae en todos los generadores, en forma proporcional a la energía generada en cada hora. La Tabla 5-33 muestra el detalle de la remuneración a los generadores que brindaron el servicio desglosado, en tanto que la Tabla 5-34 muestra las transacciones que resultan por el servicio.

**Tabla 5-33. Remuneración servicio de regulación de frecuencia 2011 [Millones de RD\$]**

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
RPF Complemento	AES ANDRES	34.7	36.0	19.4	57.0	61.1	50.9	60.0	51.1	54.0	56.0	55.5	55.8	591.5	
	CDEEE	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1					0.0	0.1	0.0	0.3	
	CEPP	0.8	0.7	2.0	0.0	4.4	2.6	0.0	1.9	2.4	1.2	0.0	0.3	16.3	
	DPP	52.1	52.3	94.6	109.8	74.6	82.0	111.8	108.6	99.7	114.1	102.9	94.7	1,097.4	
	EGEHID	6.7	3.7	5.0	1.3	6.3	7.9	2.0	2.0	3.1	4.4	1.4	2.3	46.1	
	GPLV	0.7	0.3	0.0		0.3	0.1	0.1	0.7	0.9	0.3		0.4	3.7	
	EGEHAINA	0.0		0.0		1.2	0.8	0.0	0.9	0.6	0.7		0.4	4.6	
	ITABO														
	LAESA	0.0	0.1	0.0		0.9	0.6	0.0	0.5	0.4	0.3		0.3	3.1	
	METALDOM	0.2	0.1	0.1		1.3	0.4	0.1	0.2	0.1	0.2		0.2	2.8	
	SEABOARD	0.8	0.7	1.3	0.0	2.9	1.2	0.1	1.1	1.0	0.2		0.2	9.5	
	FALCONBRIDGE														
PVDC			0.0		0.2								0.1	0.3	
RPF Incentivo	AES ANDRES	3.0	3.0	1.3	3.2	3.4	3.1	3.5	3.0	3.4	3.3	3.4	3.6	37.0	
	CDEEE	0.0	0.4	0.8	0.6	0.7	0.8	0.9	0.5	0.5	0.7	0.7	0.8	7.3	
	CEPP	0.2	0.2	0.3	0.0	0.6	0.5	0.0	0.3	0.4	0.2	0.0	0.1	2.7	
	DPP	5.2	5.2	7.0	6.9	4.5	5.4	7.1	7.1	7.0	7.4	7.2	6.9	76.9	
	EGEHID	0.4	0.2	0.2	0.1	0.3	0.4	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	2.2	
	GPLV	0.2	0.1	0.0		0.1	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0		0.1	0.7	
	EGEHAINA	0.0		0.0		0.2	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1		0.1	0.7	
	ITABO	0.3	0.5											0.8	
	LAESA	0.0	0.0	0.0		0.2	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0		0.1	0.5	
	METALDOM	0.0	0.0	0.0		0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.4	
	SEABOARD	0.2	0.2	0.2	0.0	0.5	0.2	0.0	0.2	0.1	0.0		0.0	1.6	
	FALCONBRIDGE			0.5	1.6	0.9	0.8	0.8	0.9					5.5	
PVDC				0.0		0.0							0.0	0.1	
RSF Complemento	AES ANDRES	59.5	68.5	26.7	87.9	107.8	91.6	106.3	86.2	108.7	102.6	129.1	140.4	1,115.3	
	CDEEE		0.0	0.0	0.0	0.1					0.0	0.1	0.1	0.3	
	CEPP														
	DPP	17.9	26.5	50.0	59.1	40.8	43.8	60.7	57.2	53.0	61.6	55.1	49.8	575.5	
	EGEHID														
	GPLV														
	EGEHAINA														
	ITABO														
	LAESA														
	METALDOM														
	SEABOARD														
	FALCONBRIDGE														
PVDC															

(Continuación Tabla 5-33). Remuneración servicio de regulación de frecuencia 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
RSF Incentivo	AES ANDRES	5.6	6.0	1.8	5.2	6.2	5.7	6.5	5.5	7.1	6.3	8.1	9.2	73.3
	CDEEE	0.0	0.4	0.7	0.7	0.6	0.8	1.0	1.3	0.4	0.7	0.6	2.2	9.3
	CEPP													
	DPP	1.8	2.6	3.3	3.6	2.5	2.8	3.8	3.6	3.7	4.0	3.8	3.6	39.1
	EGEHID	1.8	0.5	1.0	0.3	0.7	0.6	0.3	0.6	0.4	1.4	0.4	0.7	8.8
	GPLV													
	EGEHAINA													
	ITABO													
	LAESA													
	METALDOM													
	SEABOARD													
	FALCONBRIDGE													
PVDC														
Generación Forzada	AES ANDRES													
	CDEEE													
	CEPP													
	DPP													
	EGEHID													
	GPLV													
	EGEHAINA													
	ITABO													
	LAESA													
	METALDOM													
	SEABOARD													
	FALCONBRIDGE													
PVDC														
Servicio RF	AES ANDRES	102.8	113.5	49.1	153.4	178.5	151.3	176.2	145.8	173.2	168.1	196.2	208.9	1,817.1
	CDEEE	0.1	0.9	1.5	1.3	1.4	1.6	1.8	1.7	0.9	1.4	1.5	3.0	17.2
	CEPP	1.0	0.9	2.3	0.0	5.0	3.0	0.0	2.2	2.8	1.4	0.1	0.4	19.0
	DPP	77.0	86.6	154.9	179.4	122.5	134.0	183.4	176.6	163.4	187.1	169.0	155.0	1,788.9
	EGEHID	8.9	4.4	6.3	1.6	7.3	8.8	2.4	2.7	3.7	6.0	1.8	3.1	57.1
	GPLV	0.9	0.4	0.0		0.3	0.1	0.1	0.8	1.1	0.3		0.5	4.4
	EGEHAINA	0.1		0.0		1.4	0.9	0.0	1.0	0.7	0.7		0.4	5.3
	ITABO	0.3	0.5											0.8
	LAESA	0.0	0.1	0.0		1.1	0.7	0.0	0.6	0.5	0.3		0.3	3.7
	METALDOM	0.2	0.1	0.1		1.5	0.4	0.1	0.3	0.2	0.2		0.2	3.3
	SEABOARD	1.0	0.9	1.5	0.0	3.4	1.4	0.1	1.3	1.1	0.2		0.2	11.2
	FALCONBRIDGE		0.5	1.6	0.9	0.8	0.8	0.9						5.5
PVDC			0.0		0.2							0.2	0.4	
Total RPF Complemento		96.0	93.9	122.4	168.2	153.3	146.3	174.1	167.0	162.3	177.3	160.0	154.7	1,775.7
Total RPF Incentivo		9.5	10.1	11.5	11.7	11.4	11.4	12.4	11.6	11.9	11.9	11.4	11.7	136.6
Total RSF Complemento		77.4	95.1	76.6	147.0	148.7	135.4	167.0	143.4	161.6	164.2	184.3	190.2	1,691.1
Total RSF Incentivo		9.2	9.6	6.8	9.7	10.1	9.9	11.6	11.0	11.7	12.3	12.9	15.7	130.5
Total Generación Forzada														
Total Servicio RF		192.2	208.7	217.3	336.7	323.5	303.1	365.2	333.0	347.5	365.7	368.6	372.3	3,733.9

Tabla 5-34. Transacciones por regulación de frecuencia en el 2011 [Millones de RD\$]

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Servicio RF	AES ANDRES	102.8	113.5	49.1	153.4	178.5	151.3	176.2	145.8	173.2	168.1	196.2	208.9	1,817.1	
	CDEEE	0.1	0.9	1.5	1.3	1.4	1.6	1.8	1.7	0.9	1.4	1.5	3.0	17.2	
	CEPP	1.0	0.9	2.3	0.0	5.0	3.0	0.0	2.2	2.8	1.4	0.1	0.4	19.0	
	DPP	77.0	86.6	154.9	179.4	122.5	134.0	183.4	176.6	163.4	187.1	169.0	155.0	1,788.9	
	EGEHID	8.9	4.4	6.3	1.6	7.3	8.8	2.4	2.7	3.7	6.0	1.8	3.1	57.1	
	GPLV	0.9	0.4	0.0		0.3	0.1	0.1	0.8	1.1	0.3		0.5	4.4	
	EGEHAINA	0.1		0.0		1.4	0.9	0.0	1.0	0.7	0.7		0.4	5.3	
	ITABO	0.3	0.5												0.8
	LAESA	0.0	0.1	0.0		1.1	0.7	0.0	0.6	0.5	0.3		0.3	3.7	
	METALDOM	0.2	0.1	0.1		1.5	0.4	0.1	0.3	0.2	0.2		0.2	3.3	
	SEABOARD	1.0	0.9	1.5	0.0	3.4	1.4	0.1	1.3	1.1	0.2		0.2	11.2	
	FALCONBRIDGE		0.5	1.6	0.9	0.8	0.8	0.9							5.5
	PVDC			0.0		0.2								0.2	0.4
	Pago RF	AES ANDRES	36.3	38.6	20.6	61.4	56.2	48.6	61.9	51.7	55.7	60.4	60.9	64.5	616.8
CDEEE		0.9	16.4	28.4	37.6	46.4	35.2	53.7	40.1	35.0	46.5	45.1	51.3	436.8	
CEPP		5.9	5.9	7.0	9.8	10.1	9.7	9.4	10.0	10.4	11.7	11.5	11.8	113.1	
DPP		22.0	23.5	27.1	41.3	25.7	29.2	40.7	36.6	37.7	40.4	41.3	42.9	408.5	
EGEHID		23.0	20.8	19.5	24.7	26.6	43.4	46.7	53.4	51.4	55.5	47.9	37.8	450.7	
GPLV		19.7	20.1	22.3	34.8	29.6	25.6	29.9	25.8	23.2	25.4	18.3	21.9	296.7	
EGEHAINA		20.9	19.0	21.7	35.2	33.6	28.2	39.5	37.9	38.8	38.4	33.5	25.6	372.3	
ITABO		27.7	26.8	32.1	46.7	44.5	37.3	23.6	27.0	44.4	29.5	53.8	59.5	452.8	
LAESA		10.6	10.4	10.7	16.4	14.4	17.8	23.8	20.7	19.8	21.3	19.4	23.8	209.1	
METALDOM		3.7	3.7	4.3	6.0	4.1	3.5	5.4	5.6	5.1	6.2	6.3	7.7	61.6	
SEABOARD		12.2	12.8	12.7	4.8	14.3	11.5	15.7	12.4	13.5	14.1	13.9	14.0	151.9	
FALCONBRIDGE			0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						0.8
PVDC		9.4	9.9	10.8	18.2	17.8	13.0	14.7	11.7	12.6	16.1	16.8	11.7	162.8	
Saldo Acreedor		AES ANDRES	66.5	74.9	28.5	92.0	122.3	102.7	114.3	94.1	117.5	107.7	135.4	144.5	1,200.3
	CDEEE														
	CEPP														
	DPP	55.0	63.1	127.9	138.1	96.7	104.8	142.7	139.9	125.7	146.6	127.8	112.1	1,380.4	
	EGEHID														
	GPLV														
	EGEHAINA														
	ITABO														
	LAESA														
	METALDOM														
	SEABOARD														
	FALCONBRIDGE			1.4	0.9	0.8	0.8	0.9						4.9	
	PVDC														

*(Continuación Tabla 5-34). Transacciones por regulación de frecuencia en el 2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Saldo Deudor	AES ANDRES													
	CDEEE	-0.9	-15.5	-26.9	-36.3	-45.0	-33.7	-51.9	-38.4	-34.1	-45.1	-43.6	-48.2	-419.6
	CEPP	-4.9	-5.1	-4.7	-9.7	-5.1	-6.7	-9.3	-7.7	-7.6	-10.3	-11.4	-11.4	-94.0
	DPP													
	EGEHID	-14.0	-16.4	-13.2	-23.0	-19.3	-34.6	-44.3	-50.8	-47.7	-49.5	-46.1	-34.7	-393.6
	GPLV	-18.9	-19.8	-22.3	-34.8	-29.2	-25.5	-29.8	-25.1	-22.1	-25.1	-18.3	-21.4	-292.3
	EGEHAINA	-20.8	-19.0	-21.7	-35.2	-32.3	-27.3	-39.5	-36.8	-38.1	-37.7	-33.5	-25.1	-367.0
	ITABO	-27.3	-26.3	-32.1	-46.7	-44.5	-37.3	-23.6	-27.0	-44.4	-29.5	-53.8	-59.5	-452.0
	LAESA	-10.6	-10.3	-10.7	-16.4	-13.4	-17.1	-23.8	-20.1	-19.3	-21.0	-19.4	-23.4	-205.5
	METALDOM	-3.4	-3.7	-4.2	-6.0	-2.6	-3.1	-5.3	-5.3	-4.9	-6.0	-6.3	-7.5	-58.4
	SEABOARD	-11.3	-11.9	-11.2	-4.7	-10.9	-10.1	-15.6	-11.1	-12.4	-13.8	-13.9	-13.8	-140.7
	FALCONBRIDGE		-0.1							0.0				-0.1
	PVDC	-9.4	-9.9	-10.8	-18.2	-17.6	-13.0	-14.7	-11.7	-12.6	-16.1	-16.8	-11.5	-162.4
Total Servicio RF		192.2	208.7	217.3	336.7	323.5	303.1	365.2	333.0	347.5	365.7	368.6	372.3	3,733.9
Total Pago RF		192.2	208.7	217.3	336.7	323.5	303.1	365.2	333.0	347.5	365.7	368.6	372.3	3,733.9
Total Saldo Acreedor		121.5	138.0	157.7	231.0	219.8	208.3	257.9	234.1	243.2	254.3	263.2	256.6	2,585.6
Total Saldo Deudor		-121.5	-138.0	-157.7	-231.0	-219.8	-208.3	-257.9	-234.1	-243.2	-254.3	-263.2	-256.6	-2,585.6

## 5.12 OTRAS TRANSACCIONES

Se contemplan compensaciones originadas por la aplicación de normas complementarias a las incluidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. En el 2011 se verifica la aplicación de la Resolución SIE 08-2011 que compensa a las unidades generadoras que fueron convocadas por despacho y que poseían un Costo Variable de Producción mayor que el máximo Costo Marginal de Corto Plazo de energía. La tabla 5-35 muestra el monto de estas compensaciones y la su asignación a los Agentes del MEM.

*Tabla 5-35. Compensaciones por Resolución SIE 08-2011 [Millones de RD\$]*

AGENTE	UNIDAD	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CDEEE	RIO SAN JUAN	2.2	2.1	2.3	2.1	2.2	2.3	2.5	2.6	2.6	3.0	3.1	3.4	30.5
	SAN FELIPE			82.7	24.3	25.2	75.1	83.0	57.2	132.8	74.4	43.5	1.2	599.5
	CESPM 3				4.6									4.6
HAINA	HAINA 1					0.3	0.0							0.3
	SAN PEDRO VAPOR						0.0		2.8					2.8
	HAINA 4	8.2				31.2	22.9	85.5	89.3	106.8	88.3	52.8		485.0
	HAINA TG	39.4	25.2	33.4	25.2	38.3	70.2	69.8	138.0	57.4	105.0	9.9	18.2	630.1
Total		49.8	27.3	118.4	56.2	97.2	170.6	240.8	289.9	299.7	270.7	109.3	22.9	1,752.9

*(Continuación Tabla 5-35). Compensaciones por Resolución SIE 08-2011 [Millones de RD\$]*

COMPENSACIÓN POR DEMANDA [Millones RD\$]		MES												
AGENTE	UNIDAD	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CDEEE	RIO SAN JUAN	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.1	0.3	0.0	0.1	1.7
	SAN FELIPE			12.3	4.5	2.7	24.3	21.5	6.0	13.5	20.3	7.4		112.5
	CESPM 3				0.0									0.0
HAINA	HAINA 1					0.2								0.2
	SAN PEDRO VAPOR								0.1					0.1
	HAINA 4	0.9				4.0	8.3	20.8	13.7	24.6	17.2	5.2		94.7
	HAINA TG	10.7	2.0	6.1	4.8	6.9	18.6	22.6	23.3	9.1	17.0	1.5	4.2	126.6
<b>Total</b>		<b>11.8</b>	<b>2.0</b>	<b>18.5</b>	<b>9.3</b>	<b>13.8</b>	<b>51.3</b>	<b>65.1</b>	<b>43.5</b>	<b>47.3</b>	<b>54.8</b>	<b>14.2</b>	<b>4.3</b>	<b>335.8</b>

COMPENSACIÓN POR SEGURIDAD [Millones RD\$]		MES												
AGENTE	UNIDAD	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CDEEE	RIO SAN JUAN	2.1	2.1	2.2	2.0	2.1	2.2	2.3	2.3	2.5	2.7	3.1	3.4	28.8
	SAN FELIPE			70.4	19.8	22.5	50.8	61.5	51.3	119.3	54.1	36.0	1.2	486.9
	CESPM 3				4.6									4.6
EGEHAINA	HAINA 1					0.2	0.0							0.2
	SAN PEDRO VAPOR						0.0		2.6					2.7
	HAINA 4	7.3				27.2	14.7	64.8	75.5	82.3	71.1	47.5		390.3
	HAINA TG	28.7	23.2	27.4	20.4	31.4	51.6	47.2	114.7	48.3	88.1	8.4	14.0	503.5
<b>Total</b>		<b>38.0</b>	<b>25.4</b>	<b>100.0</b>	<b>46.9</b>	<b>83.4</b>	<b>119.3</b>	<b>175.7</b>	<b>246.4</b>	<b>252.4</b>	<b>215.9</b>	<b>95.1</b>	<b>18.6</b>	<b>1417.0</b>

*Tabla 5-36. Compensaciones por Resolución SIE 08-2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Beneficio por CMgMáx	AES ANDRES			6.1		30.1	38.4	38.5		5.0	2.7	11.3	0.2	132.4	
	CDEEE	37.4	0.3		1.1									38.8	
	CEPP							8.9						8.9	
	DPP					0.5								0.5	
	EGEHID		1.3							8.1				9.4	
	GPLV										5.2	6.4		11.6	
	EGEHAINA	14.6	3.4	22.4	8.3	29.8	71.8	87.2	53.1	38.6	70.8	23.2	14.0	437.2	
	ITABO		3.5	0.2	1.4		2.3	91.5	81.6	16.8	77.2		1.8	276.2	
	LAESA			1.0	1.7	1.5								4.2	
	METALDOM														
	PVDC				0.4										0.4
	FALCONBRIDGE							0.1							0.1
	SEABOARD														
	EDEESTE	11.6	4.3	11.9	7.7	10.1	39.3	43.0	67.3	42.3	58.0	8.1	8.0	311.5	
	EDENORTE	7.9	1.2	4.2	1.5	12.1	30.1	41.7	34.0	24.5	35.9	8.1	5.1	206.3	
	EDESUR	2.2	0.1	4.1	4.8	28.9	66.0	87.9	63.2	50.9	72.1	17.4	9.5	407.1	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.1	0.1	0.2
	CDH-CARREFOUR	0.3	0.1												0.4
	BOHEMIA			0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1				0.7

*(Continuación Tabla 5-36). Compensaciones por Resolución SIE 08-2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Pérdida por CMgMáx	AES ANDRES	3.5	0.3		10.6				10.2					24.7	
	CDEEE			7.3		14.2	79.0	123.8	106.4	53.5	133.1	19.0	7.9	544.2	
	CEPP	2.2	0.8	3.4	1.6	2.4	6.7		5.9	4.4	10.0	2.1	1.5	41.1	
	DPP	3.2	1.5	6.1	3.6		2.5	2.6	5.6	2.5	6.2	1.0	0.9	35.7	
	EGEHID	7.2		2.6	0.5	4.3	6.4	10.5	0.6		0.4	1.3	0.9	34.7	
	GPLV	6.3	1.3	5.1	2.4	6.9	5.3	14.3	5.1	2.5			2.3	51.3	
	EGEHAINA														
	ITABO	4.8		-0.2	-1.4	6.7	-2.3	-91.5	-81.6	-16.8	-77.2	1.3	-1.8	-259.9	
	LAESA	14.0	2.8				14.4	24.7	18.9	10.0	17.6	3.1	2.9	108.4	
	METALDOM	7.4	1.3	8.2	5.0	6.3	12.7	21.3	20.7	14.4	21.9	5.1	4.1	128.3	
	PVDC	5.4	0.9	1.6		27.1	54.4	65.4	52.3	40.6	68.0	16.7	5.0	337.4	
	FALCONBRIDGE		1.1	0.3	0.0		0.0							1.4	
	SEABOARD	17.1	3.7	11.7	0.3	5.4	21.0	27.2	40.9	29.1	44.9	7.3	7.6	216.1	
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CDH-CARREFOUR														
	BOHEMIA														
Neto por CMgMáx	AES ANDRES	-3.5	-0.3	6.1	-10.6	30.1	38.4	38.5	-10.2	5.0	2.7	11.3	0.2	107.7	
	CDEEE	37.4	0.3	-7.3	1.1	-14.2	-79.0	-123.8	-106.4	-53.5	-133.1	-19.0	-7.9	-505.4	
	CEPP	-2.2	-0.8	-3.4	-1.6	-2.4	-6.7	8.9	-5.9	-4.4	-10.0	-2.1	-1.5	-32.2	
	DPP	-3.2	-1.5	-6.1	-3.6	0.5	-2.5	-2.6	-5.6	-2.5	-6.2	-1.0	-0.9	-35.2	
	EGEHID	-7.2	1.3	-2.6	-0.5	-4.3	-6.4	-10.5	-0.6	8.1	-0.4	-1.3	-0.9	-25.3	
	GPLV	-6.3	-1.3	-5.1	-2.4	-6.9	-5.3	-14.3	-5.1	-2.5	5.2	6.4	-2.3	-39.8	
	EGEHAINA	14.6	3.4	22.4	8.3	29.8	71.8	87.2	53.1	38.6	70.8	23.2	14.0	437.2	
	ITABO	-4.8	3.5	0.4	2.8	-6.7	4.6	182.9	163.1	33.6	154.3	-1.3	3.6	536.2	
	LAESA	-14.0	-2.8	1.0	1.7	1.5	-14.4	-24.7	-18.9	-10.0	-17.6	-3.1	-2.9	-104.2	
	METALDOM	-7.4	-1.3	-8.2	-5.0	-6.3	-12.7	-21.3	-20.7	-14.4	-21.9	-5.1	-4.1	-128.3	
	PVDC	-5.4	-0.9	-1.6	0.4	-27.1	-54.4	-65.4	-52.3	-40.6	-68.0	-16.7	-5.0	-336.9	
	FALCONBRIDGE		-1.1	-0.3	0.0		0.0	0.1						-1.3	
	SEABOARD	-17.1	-3.7	-11.7	-0.3	-5.4	-21.0	-27.2	-40.9	-29.1	-44.9	-7.3	-7.6	-216.1	
	EDEESTE	11.6	4.3	11.9	7.7	10.1	39.3	43.0	67.3	42.3	58.0	8.1	8.0	311.5	
	EDENORTE	7.9	1.2	4.2	1.5	12.1	30.1	41.7	34.0	24.5	35.9	8.1	5.1	206.3	
	EDESUR	2.2	0.1	4.1	4.8	28.9	66.0	87.9	63.2	50.9	72.1	17.4	9.5	407.1	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												0.1	0.1	0.2
	CDH-CARREFOUR	0.3	0.1												0.4
	BOHEMIA			0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1				0.7
<b>Total Beneficio por CMgMáx</b>		73.9	14.1	49.9	26.9	113.0	248.0	399.0	299.3	186.2	322.0	74.6	38.7	1,845.7	
<b>Total Pérdida por CMgMáx</b>		71.0	13.7	46.0	22.6	73.2	200.0	198.2	185.2	140.1	225.0	56.8	31.3	1,263.3	
<b>Total Neto por CMgMáx</b>		2.9	0.4	3.9	4.4	39.9	48.0	200.8	114.1	46.1	97.0	17.8	7.3	582.4	

*(Continuación Tabla 5-36). Compensaciones por Resolución SIE 08-2011 [Millones de RD\$]*

[Millones de RD\$]	AGENTE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Saldo Neto Acreedor	AES ANDRES														
	CDEEE		2.1	84.9	30.6	27.3	77.3	85.4	59.7	135.3	77.3	46.6	4.6	631.2	
	CEPP														
	DPP														
	EDEESTE														
	EDENORTE														
	EDESUR														
	EGEHID														
	GPLV														
	EGEHAINA	45.2	24.7	25.1	22.3	66.1	78.2	140.9	222.1	154.3	181.1	58.2	16.7	1,034.9	
	ITABO														
	LAESA														
	METALDOM														
	SEABOARD														
	PVDC														
	FALCONBRIDGE														
	ALUMINIOS DOMINICANOS														
	CDH-CARREFOUR														
	BOHEMIA														
Saldo Neto Deudor	AES ANDRES	-1.8	-1.3	-7.8	-2.4	-8.0	-13.9	-13.9	-10.4	-12.3	-9.9	-6.5	-0.8	-88.8	
	CDEEE	-3.8												-3.8	
	CEPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.5	
	DPP	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.4	
	EDEESTE	-13.3	-8.0	-33.9	-16.3	-25.8	-42.9	-57.3	-80.6	-83.8	-71.1	-28.3	-6.2	-467.6	
	EDENORTE	-12.2	-7.4	-29.6	-13.6	-24.5	-40.1	-57.3	-74.6	-75.9	-65.3	-27.3	-5.6	-433.4	
	EDESUR	-13.5	-8.9	-36.1	-17.4	-31.4	-53.8	-73.1	-90.6	-97.6	-85.1	-35.5	-7.3	-550.5	
	EGEHID	-0.4	-0.5	-1.2	-0.5	-0.9	-1.3	-1.9	-2.6	-4.5	-2.1	-1.1	-0.2	-17.1	
	GPLV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.9	-1.2	0.0	-2.2	
	EGEHAINA														
	ITABO	0.0	-0.5	-0.1	-0.5	0.0	-0.5	-15.0	-12.0	-4.3	-13.2	0.0	-0.2	-46.4	
	LAESA	0.0	0.0	-0.4	-0.6	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.2	
	METALDOM	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	SEABOARD	-0.1	-0.1	-0.4	-0.2	-0.3	-0.4	-0.5	-0.7	-0.8	-0.7	-0.3	-0.1	-4.6	
	PVDC	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	
	FALCONBRIDGE		0.0	-0.6	-1.3	-2.2	-2.7	-5.8	-10.1	-10.2	-9.8	-4.5	-0.9	-48.1	
	ALUMINIOS DOMINICANOS												-0.1	0.0	-0.1
	CDH-CARREFOUR	-0.1	0.0												-0.1
	BOHEMIA			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0			-0.3
<b>Total Saldo Neto Acreedor</b>	<b>45.2</b>	<b>26.8</b>	<b>110.0</b>	<b>52.9</b>	<b>93.4</b>	<b>155.6</b>	<b>226.3</b>	<b>281.9</b>	<b>289.5</b>	<b>258.3</b>	<b>104.8</b>	<b>21.3</b>	<b>1,666.1</b>		
<b>Total Saldo Neto Deudor</b>	<b>-45.2</b>	<b>-26.8</b>	<b>-110.0</b>	<b>-52.9</b>	<b>-93.4</b>	<b>-155.6</b>	<b>-226.3</b>	<b>-281.9</b>	<b>-289.5</b>	<b>-258.3</b>	<b>-104.8</b>	<b>-21.3</b>	<b>-1,666.1</b>		

### 5.13 RESUMEN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Las Transacciones Económicas del MEM en el 2011 estuvieron conformadas por los siguientes rubros:

- TRANSACCIONES DE ENERGÍA.
- TRANSACCIONES DEFINITIVAS DE POTENCIA.
- PAGO POR DERECHO DE CONEXIÓN.
- TRANSFERENCIA POR DERECHO DE CONEXIÓN.
- SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA
- OTRAS TRANSACCIONES: Resolución SIE 08-2011.

La Tabla 5-37 presenta un resumen de las Transacciones Económicas entre Agentes del MEM en el 2011. Es conveniente notar que las Transacciones por Potencia, así como los Pagos y las Transacciones por Derecho de Conexión son definitivas.

*Tabla 5-37. Resumen Transacciones Económicas entre Agentes del MEM 2011*

[Millones de RD\$]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Energía	953.5	761.2	954.9	955.9	1,706.5	1,737.7	2,265.7	2,017.4	1,514.4	2,010.0	1,577.3	1,511.8	17,966.4	66.2%
Potencia	134.3	136.6	137.5	147.2	155.2	162.4	159.0	148.0	162.9	166.0	167.1	160.7	1,836.8	6.8%
Pago DC	198.8	183.1	214.0	208.0	197.4	212.8	173.6	191.1	217.5	214.7	211.7	219.2	2,441.8	9.0%
Transferencia DC	46.2	43.0	60.8	51.5	53.6	58.2	46.4	52.5	59.5	60.0	59.2	58.9	649.7	2.4%
Frecuencia	121.5	138.0	157.7	231.0	219.8	208.3	257.9	234.1	243.2	254.3	263.2	256.6	2,585.6	9.5%
Compensación SIE 08-2011	45.2	26.8	110.0	52.9	93.4	155.6	226.3	281.9	289.5	258.3	104.8	21.3	1,666.1	6.1%
Total	1,499.4	1,288.7	1,634.9	1,646.5	2,425.9	2,535.0	3,128.9	2,924.9	2,487.0	2,963.4	2,383.4	2,228.5	27,146.4	100.0%

[RD\$/US\$]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Tasa de Cambio promedio	37.54	37.73	37.84	37.90	37.98	38.15	38.16	38.17	38.22	38.37	38.52	38.64	38.10

[Millones de US\$]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Energía	25.4	20.2	25.2	25.2	44.9	45.5	59.4	52.9	39.6	52.4	40.9	39.1	471.5
Potencia	3.6	3.6	3.6	3.9	4.1	4.3	4.2	3.9	4.3	4.3	4.3	4.2	48.2
Pago DC	5.3	4.9	5.7	5.5	5.2	5.6	4.5	5.0	5.7	5.6	5.5	5.7	64.1
Transferencia DC	1.2	1.1	1.6	1.4	1.4	1.5	1.2	1.4	1.6	1.6	1.5	1.5	17.1
Frecuencia	3.2	3.7	4.2	6.1	5.8	5.5	6.8	6.1	6.4	6.6	6.8	6.6	67.9
Compensación SIE08-2011	1.2	0.7	2.9	1.4	2.5	4.1	5.9	7.4	7.6	6.7	2.7	0.6	43.7
Total	39.9	34.2	43.2	43.4	63.9	66.4	82.0	76.6	65.1	77.2	61.9	57.7	712.5





## 6. ESTADÍSTICAS ANUALES



## 6. ESTADÍSTICAS ANUALES

### 6.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA

La Tabla 6-1 muestra la evolución de la capacidad instalada de generación en el SENI en el período 2000-2011 .

Tabla 6-1. Evolución Capacidad Instalada (MW y %)

Capacidad [MW]		Año											
Agente	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Turbinas a Gas	DPP	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0
	ENERGYCORP	103.5	103.5	103.5	103.5								
	HAINA	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	100.0	100.0	100.0	100.0
	ITABO	271.9	271.9	172.5	172.5	172.5	172.5	172.5	172.5	34.5			
Ciclo Combinado	AES ANDRES				319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0
	CESPM		200.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
	SAN FELIPE	175.0	175.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
Turbinas a Vapor	HAINA	292.5	346.1	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	343.2	346.1
	ITABO	299.0	299.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0
Motores de Combustión Interna	CAYMAN POWER	50.0											
	CDEEE									1.9	1.9	1.9	1.9
	CEPP	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.8
	GPLV	195.0	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5
	HAINA		153.0	154.7	154.7	154.7	153.0	153.0	153.0	102.0	102.0	102.0	102.0
	LAESA	79.9	79.9	83.9	87.7	87.7		31.6	31.6	31.6	59.6	59.6	111.0
	MAXON	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	-	-	-	-	-	-
	METALDOM	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
	MONTE RIO				100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1
SEABOARD	115.0	115.0	115.0	115.0	115.0	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	73.3	
Hidroeléctrica	EGEHID	402.0	411.8	463.8	463.8	463.8	463.8	469.3	469.3	472.3	523.2	523.2	
Eólica	HAINA											33.45	
<b>Total</b>		<b>2,532.9</b>	<b>2,898.8</b>	<b>2,928.2</b>	<b>3,351.1</b>	<b>3,247.6</b>	<b>3,159.5</b>	<b>3,166.6</b>	<b>3,166.6</b>	<b>2,918.2</b>	<b>2,962.6</b>	<b>2,959.6</b>	<b>3,004.6</b>

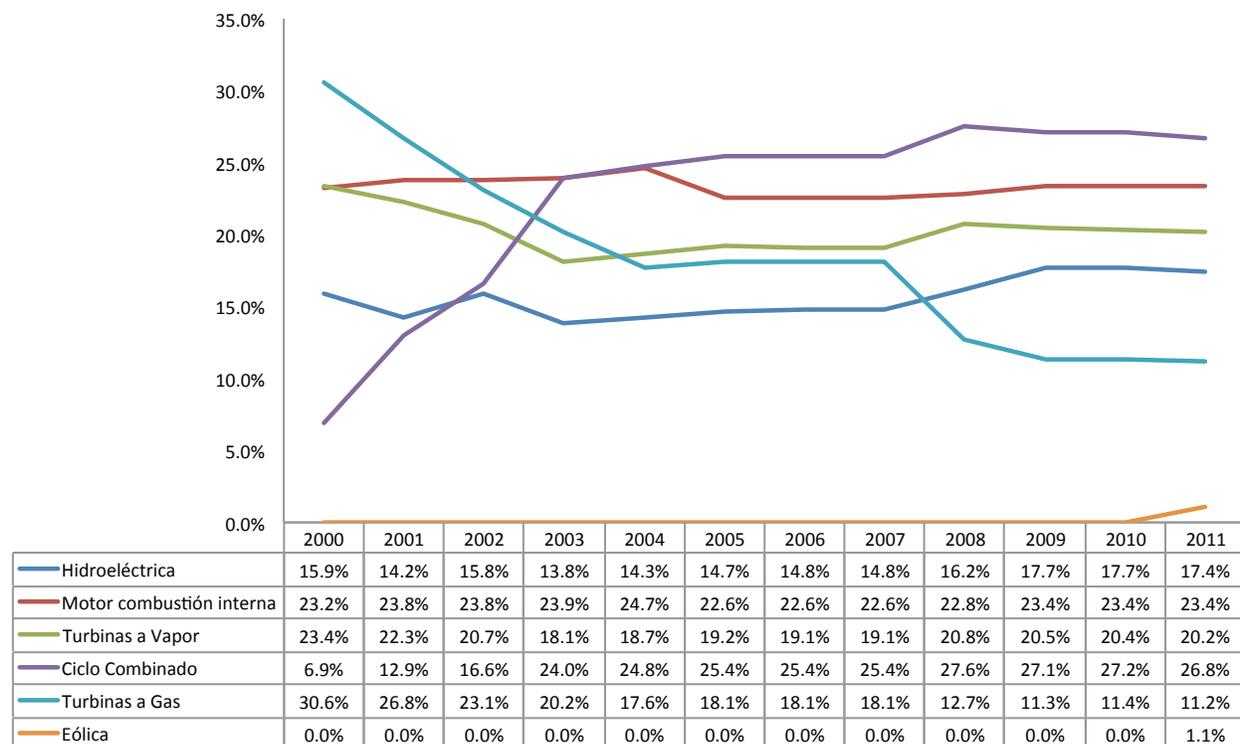
Capacidad [%]		Año											
Agente	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Turbinas a Gas	DPP	9.3%	8.1%	8.1%	7.0%	7.3%	7.5%	7.5%	7.5%	8.1%	8.0%	8.0%	7.9%
	ENERGYCORP	4.1%	3.6%	3.5%	3.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	HAINA	6.5%	5.7%	5.6%	4.9%	5.1%	5.2%	5.2%	5.2%	3.4%	3.4%	3.4%	3.3%
	ITABO	10.7%	9.4%	5.9%	5.1%	5.3%	5.5%	5.4%	5.4%	1.2%	0.0%	0.0%	0.0%
Ciclo Combinado	AES ANDRES	0.0%	0.0%	0.0%	9.5%	9.8%	10.1%	10.1%	10.1%	10.9%	10.8%	10.8%	10.6%
	CESPM	0.0%	6.9%	10.2%	9.0%	9.2%	9.5%	9.5%	9.5%	10.3%	10.1%	10.1%	10.0%
	SAN FELIPE	6.9%	6.0%	6.3%	5.5%	5.7%	5.9%	5.8%	5.8%	6.3%	6.2%	6.3%	6.2%
Turbinas a Vapor	HAINA	11.5%	11.9%	11.8%	10.3%	10.7%	11.0%	10.9%	10.9%	11.9%	11.7%	11.6%	11.5%
	ITABO	11.8%	10.3%	8.9%	7.8%	8.0%	8.2%	8.2%	8.2%	8.9%	8.8%	8.8%	8.7%
Motores de Combustión Interna	CAYMAN POWER	2.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	CDEEE	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
	CEPP	3.0%	2.7%	2.6%	2.3%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%
	GPLV	7.7%	6.7%	6.6%	5.8%	6.0%	6.2%	6.1%	6.1%	6.7%	6.6%	6.6%	6.5%
	HAINA	0.0%	5.3%	5.3%	4.6%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	3.5%	3.4%	3.4%	3.4%
	LAESA	3.2%	2.8%	2.9%	2.6%	2.7%	0.0%	1.0%	1.0%	1.1%	2.0%	2.0%	3.7%
	MAXON	1.2%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	METALDOM	1.7%	1.4%	1.4%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
	MONTE RIO	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	3.1%	3.2%	3.2%	3.2%	3.4%	3.4%	3.4%	3.3%
SEABOARD	4.5%	4.0%	3.9%	3.4%	3.5%	3.7%	3.7%	3.7%	4.0%	3.9%	3.9%	3.7%	
Hidroeléctrica	EGEHID	15.9%	14.2%	15.8%	13.8%	14.3%	14.7%	14.8%	14.8%	16.2%	17.7%	17.7%	17.3%
Eólica	HAINA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.1%
<b>Total</b>		<b>100.0%</b>											

Figura 6-1. Evolución de la Capacidad Instalada del SENI por Tecnología 2000 - 2011 (MW)



A partir del año 2011 los valores corresponden a las inyecciones netas de las transacciones de energía del SENI.

Figura 6-2. Evolución de la Capacidad Instalada del SENI por Tecnología 2000 - 2011 (%)



A partir del año 2011 los valores corresponden a las inyecciones netas de las transacciones de energía del SENI.

## 6.2 EVOLUCIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

Las siguientes figuras muestran la evolución de los costos promedio de los combustibles declarados por los Agentes en la programación de la operación económica del sistema.

Figura 6-3. Costo promedio mensual del Fuel Oil 2001-2011 [RD\$/gal]

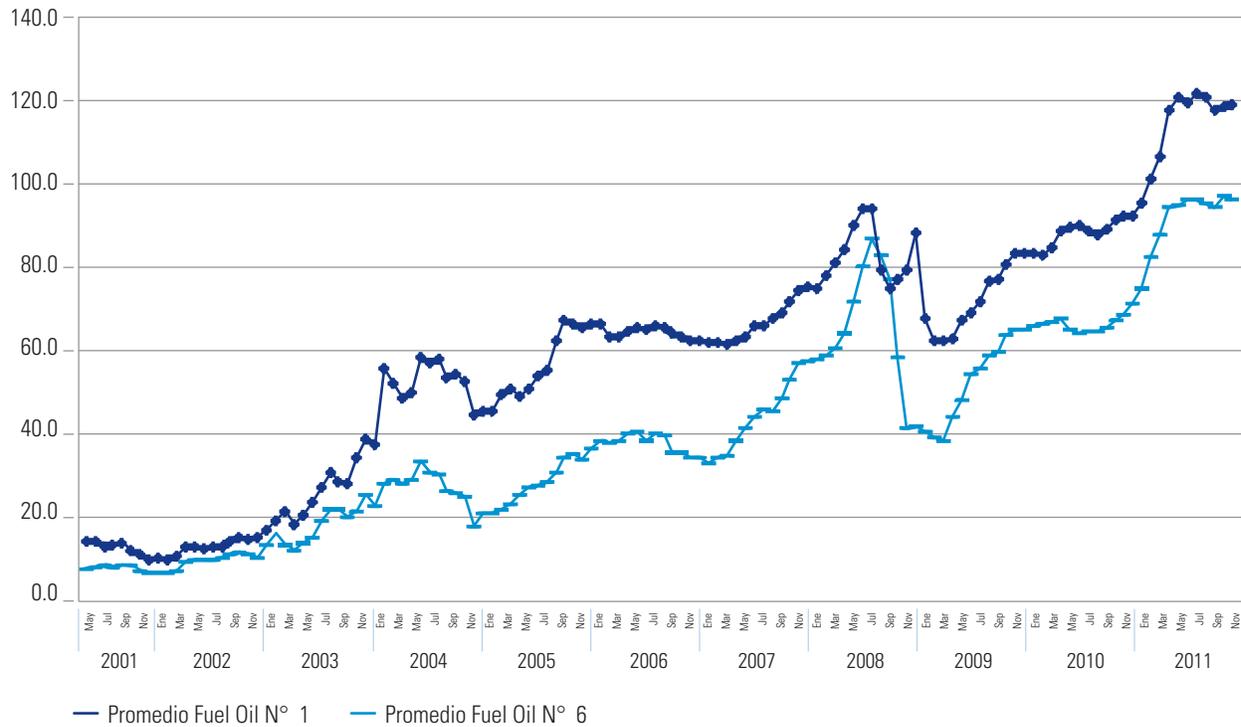


Figura 6-4. Costo promedio mensual del Carbón Mineral 2001-2011 [RD\$/lb]

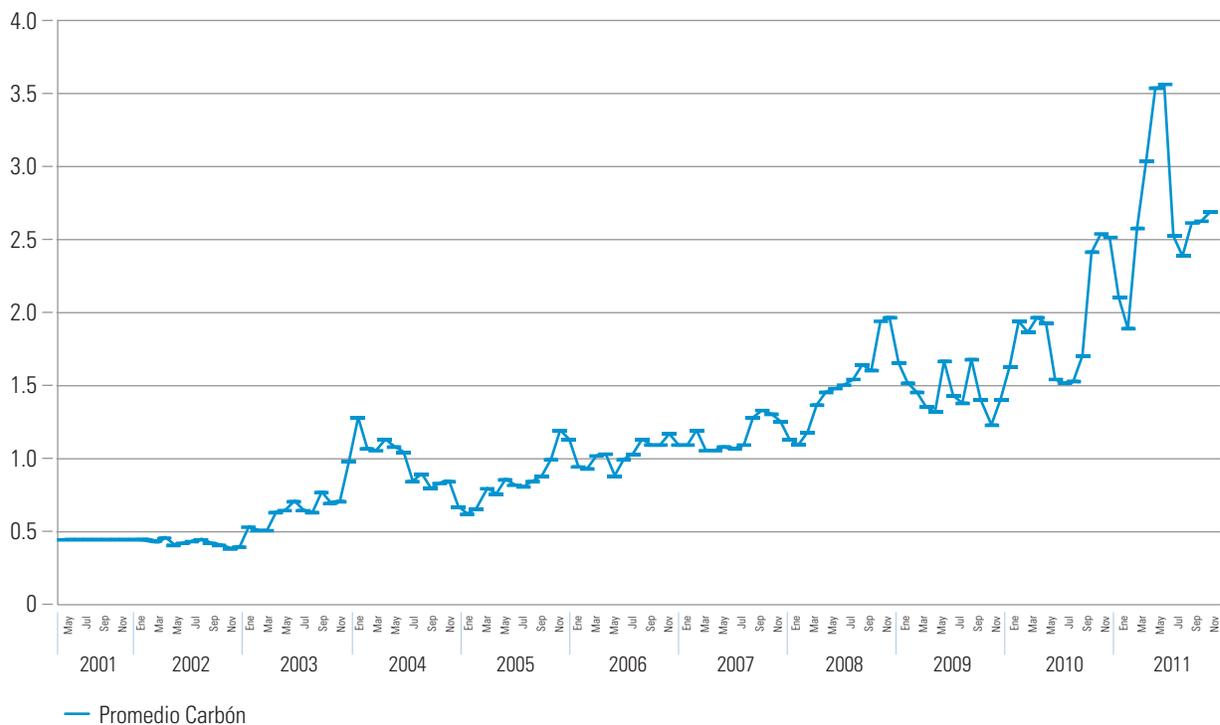
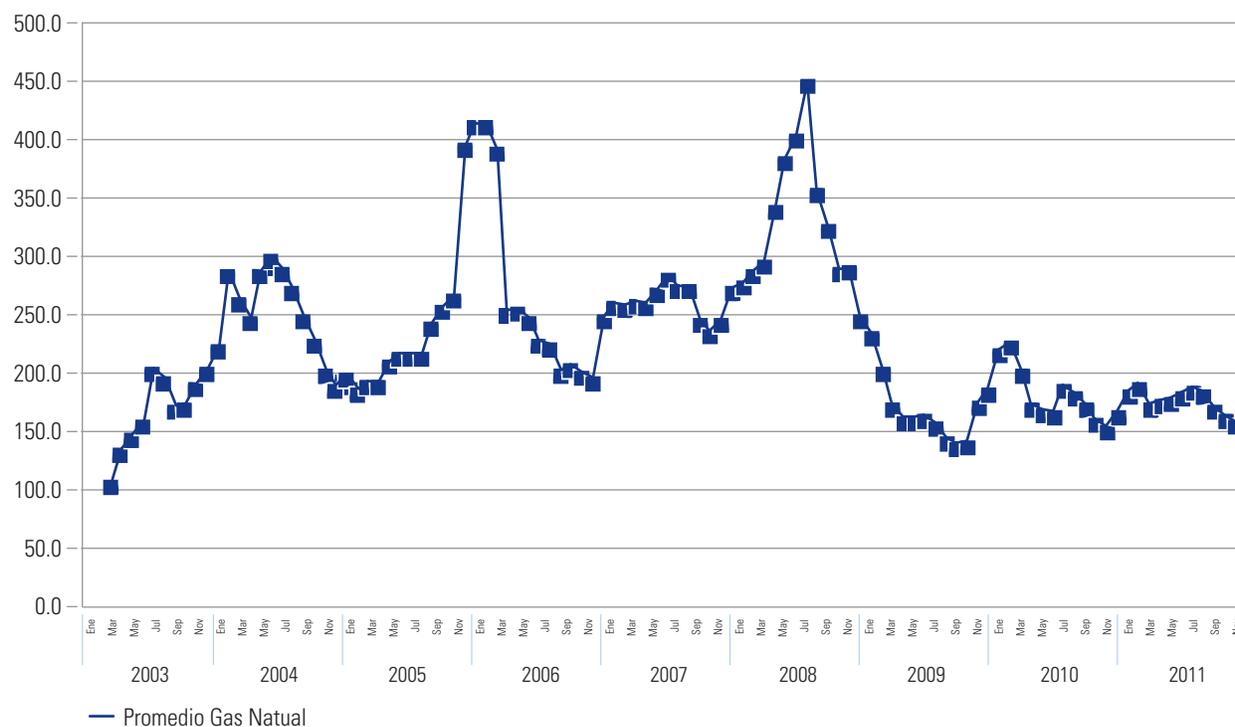


Figura 6-5. Costo promedio mensual del Gas Natural 2003-2011 [RD\$/MMBTU]



### 6.3 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA

La Tabla 6-2 muestra la evolución de la energía generada en el periodo 2001-2011 de acuerdo a los registros de los medidores operacionales.

Tabla 6-2. Generación de energía eléctrica en el SENI 2001-2011

	AÑO											
DATOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Generación (GWh)	9,511	10,231	10,385	8,723	9,711	10,593	11,030	11,392	11,178	12,012	12,478	
Variación Respecto al Año Anterior		8%	2%	-16%	11%	9%	4%	3%	-2%	7%	4%	
Porcentaje Respecto al 2011	76%	82%	83%	70%	78%	85%	88%	91%	90%	96%	100%	

La Tabla 6-4 y la Figura 6-6 muestran la evolución de los retiros de las empresas distribuidoras, los retiros de los UNR que contratan directamente con empresas de generación, y las pérdidas de transmisión estimadas por diferencia en el período 2001-2011. Esta información se sustenta en los registros que provienen de los Sistemas de Medición Comercial de los Agentes del MEM y que se utilizan en las transacciones económicas.

Tabla 6-3. Retiros de Energía 2001-2011

DATOS	AÑO										
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Retiros Totales (GWh)	9164	9933	10094	8499	9477	10349	10789	11145	10950	11773	12242
Pérdidas Totales (GWh)	347	299	291	223	235	244	240	247	228	239	236
Distribuidoras (GWh)	9086	9834	9912	8172	8953	9510	9788	10109	9963	10711	10751
UNR (GWh)		68	127	282	446	766	907	983	961	1036	1107
Otros Retiros (GWh)	78	30	55	45	78	73	94	53	25	26	384
Retiros Totales (%)	96.4%	97.1%	97.2%	97.4%	97.6%	97.7%	97.8%	97.8%	98.0%	98.0%	98.1%
Pérdidas Totales (%)	3.6%	2.9%	2.8%	2.6%	2.4%	2.3%	2.2%	2.2%	2.0%	2.0%	1.9%
Distribuidoras (%)	95.5%	96.1%	95.4%	93.7%	92.2%	89.8%	88.7%	88.7%	89.1%	89.2%	86.2%
UNR (%)	0.0%	0.7%	1.2%	3.2%	4.6%	7.2%	8.2%	8.6%	8.6%	8.6%	8.9%
Otros Retiros (%)	0.8%	0.3%	0.5%	0.5%	0.8%	0.7%	0.9%	0.5%	0.2%	0.2%	3.1%

Otros Retiros: Consumos Propios y Retiros Falcondo  
 %: Porcentaje con relación al total de Generación

Figura 6-6. Retiros de energía 2001-2011

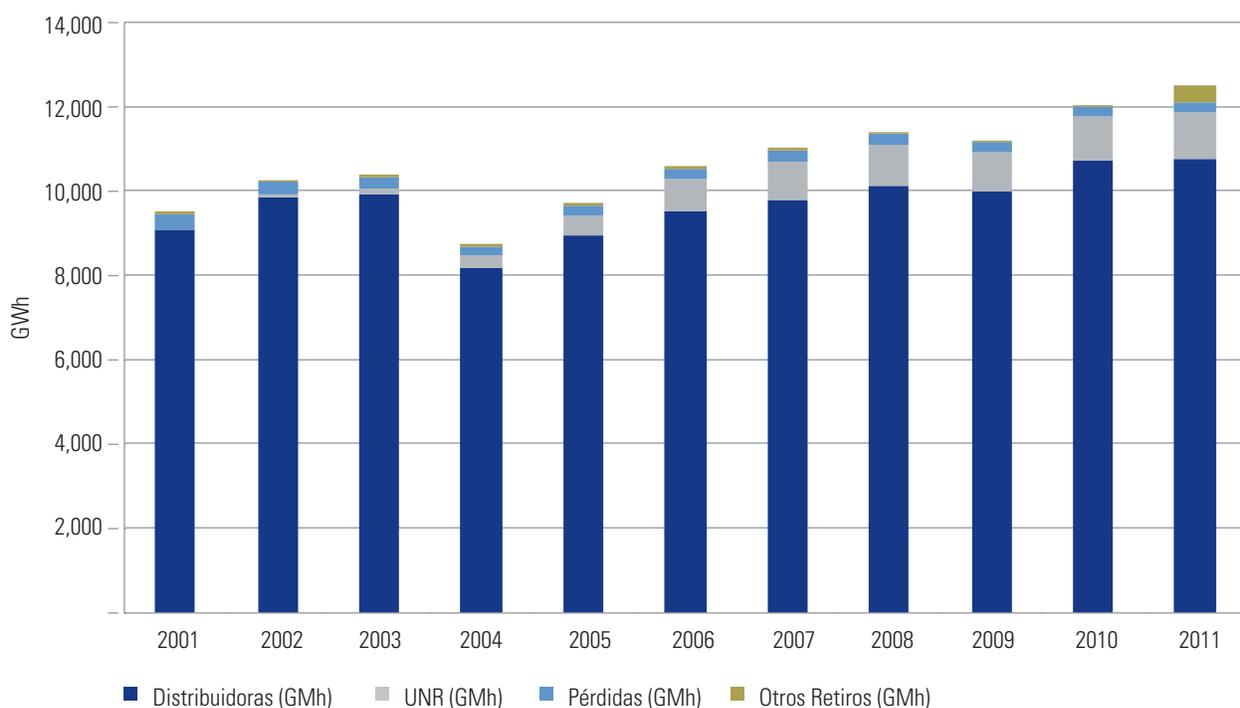


Tabla 6-4. Generación en el SENI por Unidad en el 2011 (MWh)

Agente	Unidad	Tecnología	Fuente Primaria de Energía	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total (MWh)
AES ANDRES	AES ANDRES	Ciclo Combinado	Gas Natural	173,906	165,370	75,428	182,890	183,920	167,200	185,571	170,277	175,567	187,016	173,309	176,682	2,016,934
CDEEE	RIO SAN JUAN	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 2	650	582	618	563	571	580	665	669	628	795	732	767	7,820
CEPP	CEPP 1	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,257	5,192	7,599	6,513	7,813	8,400	5,668	7,497	8,212	7,191	4,180	5,680	79,201
	CEPP 2	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	23,766	19,824	24,262	22,551	25,162	25,792	21,948	25,606	24,098	28,450	28,107	26,135	295,703
CESPM	CESPM 1	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	0	0	4,466	12	6,927	25,314	40,217	37,711	14,119	14,080	18,714	30,277	191,836
	CESPM 2	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	0	0	26,407	15,801	27,997	14,743	17,958	34,664	25,760	36,591	23,193	19,123	242,037
	CESPM 3	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	0	0	28,876	17,943	32,872	8,119	0	0	0	0	0	0	87,810
DPP	LOS MINA 5	Turbinas a Gas	Gas Natural	47,224	43,599	61,490	60,340	60,532	61,453	61,956	62,466	59,978	61,999	58,122	58,398	697,558
	LOS MINA 6	Turbinas a Gas	Gas Natural	63,117	57,005	63,784	62,329	20,891	43,418	59,502	60,415	58,565	62,076	58,234	56,660	665,994
EGEHID	AGUACATE 1	Hidroeléctrica	Agua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	AGUACATE 2	Hidroeléctrica	Agua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ANIANA VARGAS	Hidroeléctrica	Agua	47	46	43	36	79	57	52	53	74	55	69	81	692
	BAIGUAQUE 1	Hidroeléctrica	Agua	116	97	80	45	89	174	183	122	174	139	104	111	1,372
	CONTRA EMBALSE MONCION 1	Hidroeléctrica	Agua	8,428	5,961	7,301	6,890	6,160	6,076	9,629	12,759	14,324	11,921	9,060	8,348	106,840
	CONTRA EMBALSE MONCION 2	Hidroeléctrica	Agua	8,161	5,829	6,629	6,569	5,916	5,711	9,355	12,467	14,046	11,649	8,804	8,084	103,220
	DOMINGO RODRIGUEZ	Hidroeléctrica	Agua	1,479	508	688	603	513	1,609	1,851	1,538	1,703	1,532	1,264	1,774	15,062
	EL SALTO	Hidroeléctrica	Agua	181	119	87	102	181	295	266	250	220	292	74	15	2,082
	HATILLO	Hidroeléctrica	Agua	5,911	5,250	5,698	4,991	5,121	5,677	5,890	5,907	5,616	5,890	5,585	5,991	67,527
	JIGUEY 1	Hidroeléctrica	Agua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	JIGUEY 2	Hidroeléctrica	Agua	23,510	15,261	10,593	6,688	11,141	15,817	0	24,203	13,511	32,890	28,632	0	182,246
	JIMENOA	Hidroeléctrica	Agua	3,259	3,419	2,851	1,930	3,255	4,410	3,753	5,136	4,866	5,298	5,114	4,983	48,275
	LAS BARIAS	Hidroeléctrica	Agua	442	395	453	461	518	443	411	289	333	392	374	416	4,929
	LAS DAMAS	Hidroeléctrica	Agua	3,825	3,472	3,686	3,968	3,752	2,590	3,146	3,935	3,854	3,946	4,001	4,443	44,619
	LOPEZ ANGOSTURA	Hidroeléctrica	Agua	6,639	5,583	6,660	4,641	4,940	11,938	11,998	8,948	10,199	11,932	8,067	6,925	98,071
	LOS ANONES	Hidroeléctrica	Agua	42	27	29	27	17	11	8	1	2	8	2	0	173
	LOS TOROS	Hidroeléctrica	Agua	4,390	3,729	3,661	3,462	3,807	2,762	3,875	2,576	2,789	3,203	4,432	5,173	43,859
	MAGUEYAL	Hidroeléctrica	Agua	640	987	1,112	1,045	954	1,056	1,069	899	1,039	1,134	744	508	11,178
	NIZAO NAJAYO	Hidroeléctrica	Agua	46	37	43	37	26	32	17	16	0	0	0	0	255
	PINALITO 1	Hidroeléctrica	Agua	4,015	2,574	2,367	1,901	4,355	10,831	9,804	10,554	7,212	6,568	4,889	4,051	69,123
	PINALITO 2	Hidroeléctrica	Agua	1,825	2,026	2,224	1,866	3,616	4,418	7,106	9,709	6,998	7,259	3,612	4,382	55,060
	RINCON	Hidroeléctrica	Agua	1,495	817	1,288	504	1,052	3,265	2,361	2,686	1,743	1,354	1,012	1,799	19,377
	RIO BLANCO 1	Hidroeléctrica	Agua	2,372	1,675	3,848	1,237	6,406	6,827	7,721	6,409	6,910	5,617	4,731	6,522	62,275
	RIO BLANCO 2	Hidroeléctrica	Agua	3,895	4,474	1,745	3,649	5,243	7,033	7,781	8,518	7,007	7,137	6,051	4,483	67,028
	Rosa Julia de la Cruz	Hidroeléctrica	Agua	62	49	12	7	117	223	222	237	188	90	161	112	1,491
	SABANA YEGUA	Hidroeléctrica	Agua	8,423	7,086	7,186	6,039	5,504	6,406	6,629	6,899	7,316	7,758	7,713	7,387	84,346
	SABANETA	Hidroeléctrica	Agua	3,057	1,436	1,805	1,647	3,433	3,775	3,813	3,793	3,775	3,898	3,747	3,676	35,423
	TAVERA 1	Hidroeléctrica	Agua	8,008	6,810	8,278	6,158	7,387	26,996	20,190	13,043	18,593	22,771	13,863	11,870	163,968
	TAVERA 2	Hidroeléctrica	Agua	7,845	6,508	6,987	4,884	3,210	18,716	8,527	11,630	12,177	11,531	6,446	6,303	104,763
	VALDESIA 1	Hidroeléctrica	Agua	2,521	2,139	2,608	2,350	1,957	3,367	7,396	12,840	8,495	2,966	4,096	2,655	53,391
	VALDESIA 2	Hidroeléctrica	Agua	2,950	2,557	2,823	2,476	2,172	3,238	7,013	13,327	10,497	3,446	4,476	2,774	57,750

(Continuación Tabla 6-4). Generación en el SENI por Unidad en el 2011 (MWh)

Agente	Unidad	Tecnología	Fuente Primaria de Energía	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total (MWh)
FALCONDO GPLV	FALCON 1	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	2,436	873	8	47	36	1	1	0	0	0	0	3,401
	LA VEGA	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	39,925	35,425	43,330	44,768	37,045	34,253	32,876	29,203	22,654	20,427	8,942	13,239	362,067
HAINA	PALAMARA	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	58,867	49,452	56,756	57,737	58,964	56,044	57,227	56,129	48,972	57,346	42,191	44,788	644,473
	BARAHONA CARBON	Turbinas a Vapor	Carbón	29,895	23,407	29,655	27,876	29,407	25,995	27,885	26,075	28,473	14,166	26,605	15,180	304,418
	HAINA 1	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	1,173	73	0	0	0	0	0	0	1,246
	HAINA 2	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	HAINA 4	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	4,667	0	197	15,104	17,178	9,057	27,928	27,709	31,123	28,074	14,156	1,120	176,334
	HAINA TG	Turbinas a Gas	Fuel Oil No. 2	12,497	6,227	10,194	5,704	8,296	12,203	13,001	25,669	11,018	22,160	2,177	3,232	132,379
ITABO	LOS COCCOS	Edifica	Viento	0	0	0	0	0	0	0	0	295	3,412	2,923	7,114	13,745
	PUERTO PLATA 1	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PUERTO PLATA 2	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	SAN PEDRO VAPOR	Turbinas a Vapor	Fuel Oil No. 6	0	0	0	0	0	99	0	684	0	0	0	0	783
LAESA	SULTANA DEL ESTE	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	56,553	51,323	60,044	55,690	53,621	53,145	49,944	48,856	51,000	55,710	52,527	49,799	638,213
	ITABO	Turbinas a Vapor	Carbón	143,796	117,869	149,801	138,493	146,231	132,476	71,399	92,078	140,644	89,941	152,647	162,727	1,538,102
	Pimentel 1	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	15,963	11,905	12,474	11,515	10,366	16,198	18,752	18,265	15,714	16,812	13,837	15,726	177,529
METALDOM	Pimentel 2	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	12,980	9,675	12,332	11,559	8,606	13,076	16,531	16,455	13,399	13,952	8,482	14,095	151,143
	Pimentel 3	Motores Gas	Gas Natural	24,153	22,089	23,503	26,252	28,781	33,417	36,113	34,570	32,269	35,207	31,939	33,930	362,223
	MONTTE RIO	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	18,203	15,990	19,580	17,960	13,393	12,281	16,082	18,571	15,683	18,800	17,430	20,740	204,722
SEABOARD	SAN FELIPE	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2 y No. 6	47,832	41,911	49,956	54,021	57,771	45,894	44,471	39,050	39,158	49,059	46,550	31,053	546,726
	ESTRELLA DEL MAR	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	9,306	68,804	86,246	78,171	87,068	77,598	102,568	61,454	70,907	90,683	85,067	90,030	907,903
Total (MWh)	ESTRELLA DEL NORTE	Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	46,598	40,650	42,096	14,591	46,767	39,816	46,775	40,761	41,834	42,566	38,826	37,265	478,543
		Motores Diesel	Fuel Oil No. 6	14,545	12,790	17,727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,062
				963,306	890,389	988,477	1,002,016	1,060,230	1,070,092	1,094,807	1,115,269	1,093,681	1,127,193	1,046,015	1,016,834	12,478,309

Figura 6-7. Evolución de la Energía Generada por Tecnología 2000 - 2011 (GWh)

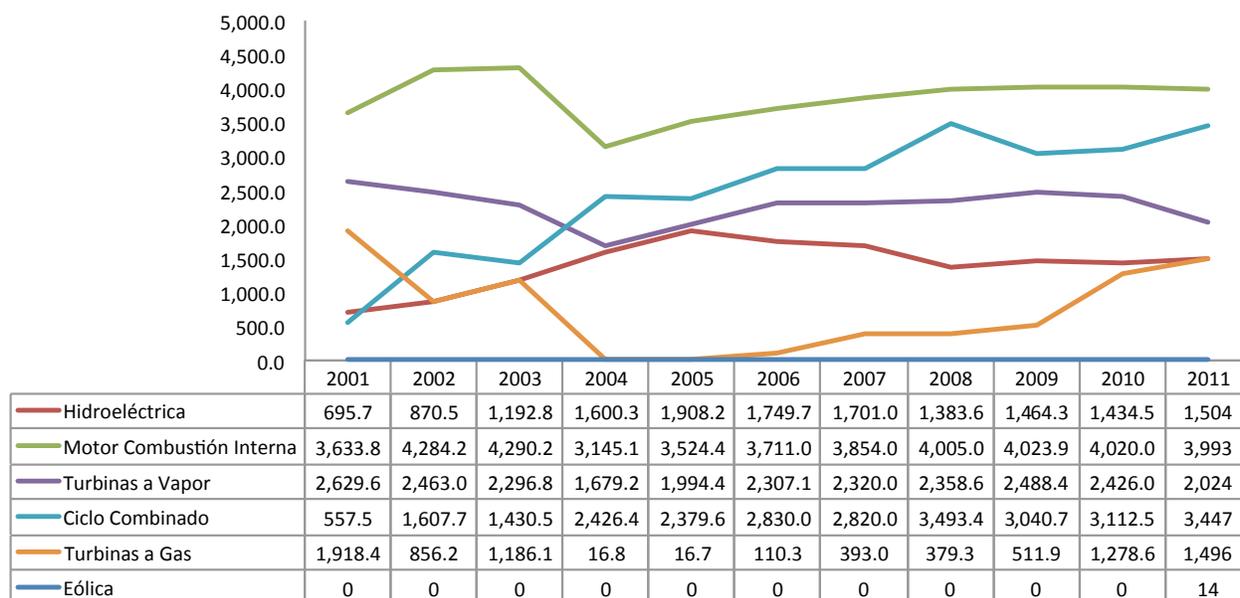
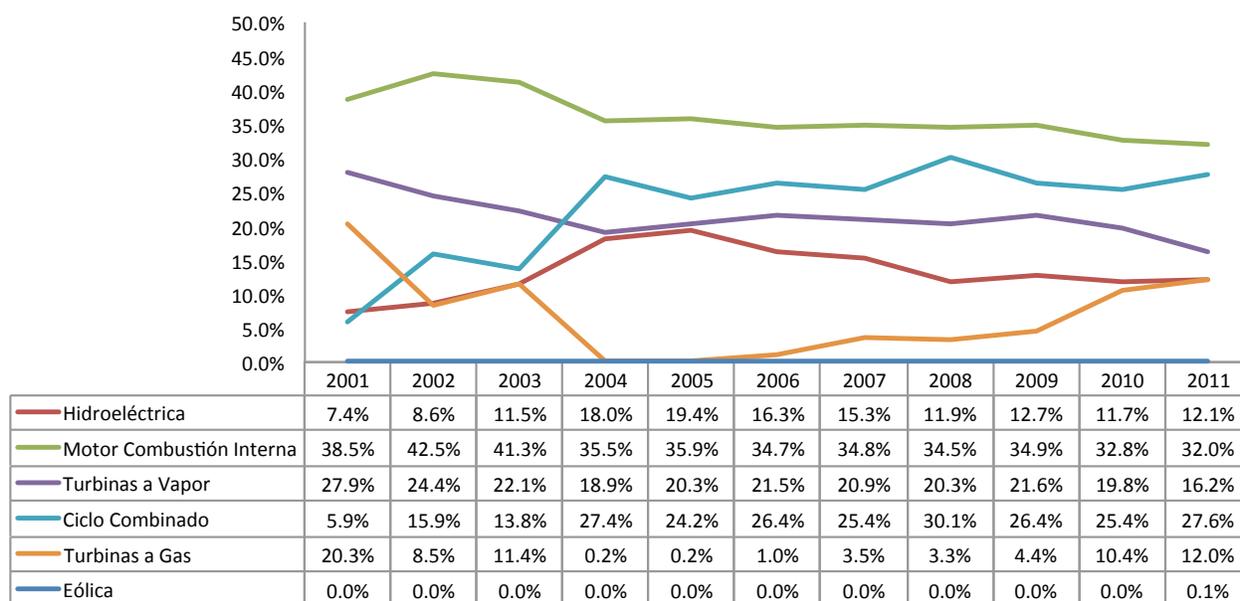


Figura 6-8. Composición Porcentual de la Energía Generada por Tecnología 2000 - 2011 (%)



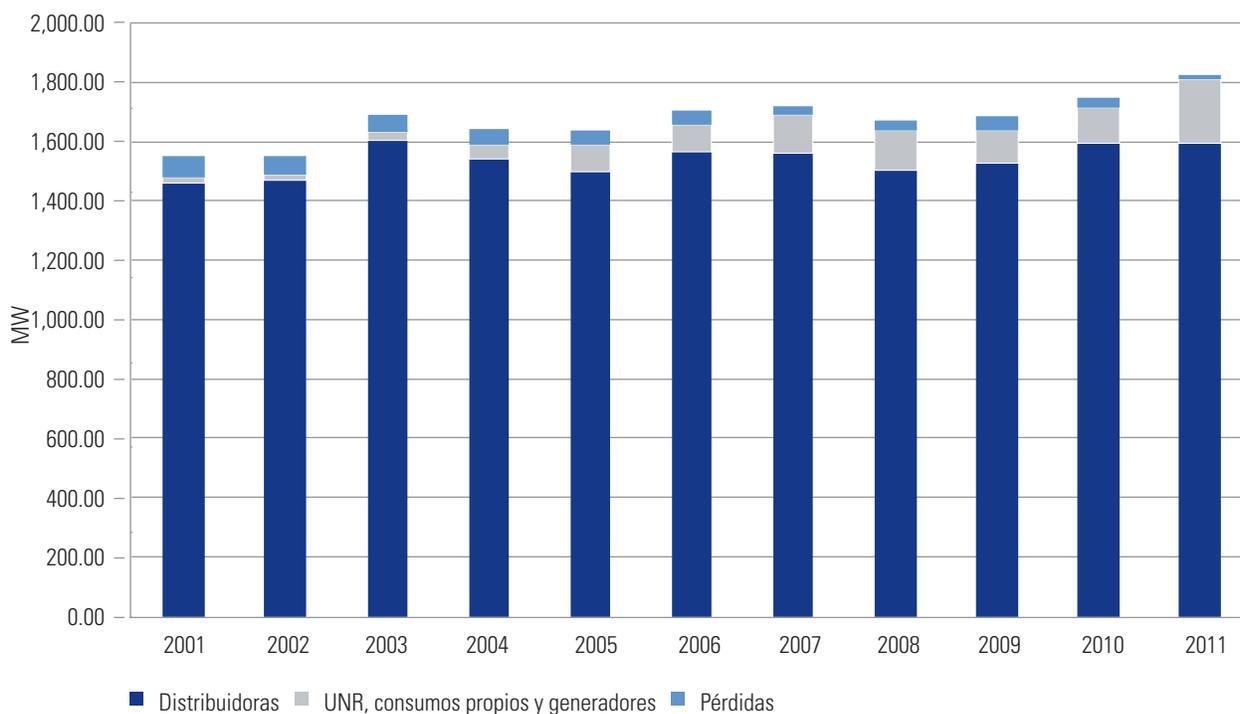
## 6.4 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE PUNTA

La Tabla 6-5 y Figura 6-9 muestran los retiros de potencia de punta de las empresas distribuidoras, de los UNR que contratan directamente con empresas de generación y las pérdidas de transmisión registradas en las horas de punta anual del sistema en el período 2001-2011.

*Tabla 6-5. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2011*

DATOS	AÑO										
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Generadores	4.65	4.65	3.50	5.30	30.37	1.82	20.13	15.60	1.16	1.80	66.00
UNR y consumos propios	12.17	15.07	27.50	42.70	57.45	87.55	111.79	116.93	106.08	110.53	140.15
UNR, consumos propios y generadores	16.82	19.72	31.00	48.00	87.82	89.37	131.91	132.52	107.24	116.26	213.87
Distribuidoras	1,459.62	1,467.36	1,602.53	1,540.82	1,498.63	1,566.59	1,558.26	1,503.75	1,526.93	1,594.93	1,593.11
Retiros	1,476.44	1,487.08	1,633.53	1,588.81	1,586.46	1,655.96	1,690.17	1,636.27	1,634.17	1,711.19	1,805.98
Pérdidas	72.47	63.69	54.45	50.11	47.96	46.61	28.59	33.96	50.82	33.43	15.04
Potencia de Punta [MW]	1,548.91	1,550.77	1,687.98	1,638.92	1,634.42	1,702.57	1,718.76	1,670.23	1,684.99	1,744.62	1,822.03

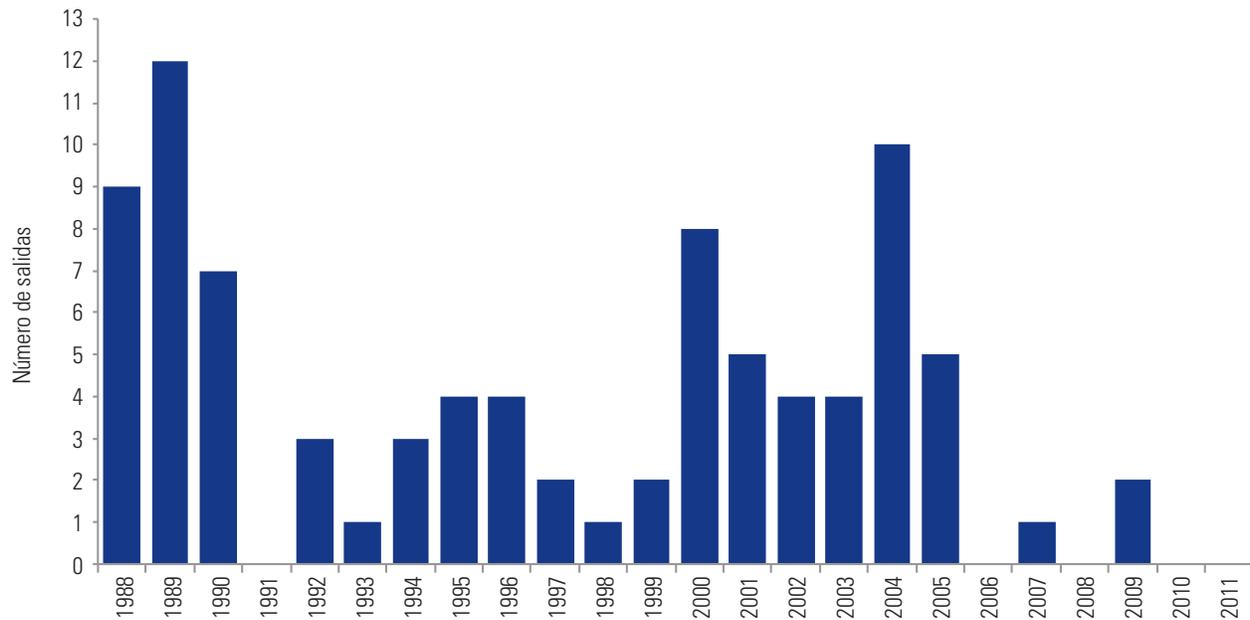
*Figura 6-9. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2011*



## 6.5 EVOLUCIÓN DE LAS SALIDAS TOTALES DEL SENI

El progreso alcanzado en el mantenimiento de la seguridad y la confiabilidad del sistema, se ha convertido en un logro de la operación del SENI. La Figura 6-10 muestra la estadística de salidas totales del SENI para el período 1988-2011 de acuerdo a los registros históricos disponibles. Se observa que el SENI se mantuvo operando sin colapsar.

Figura 6-10. Salidas totales del SENI 1988-2011



## 6.6 EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS

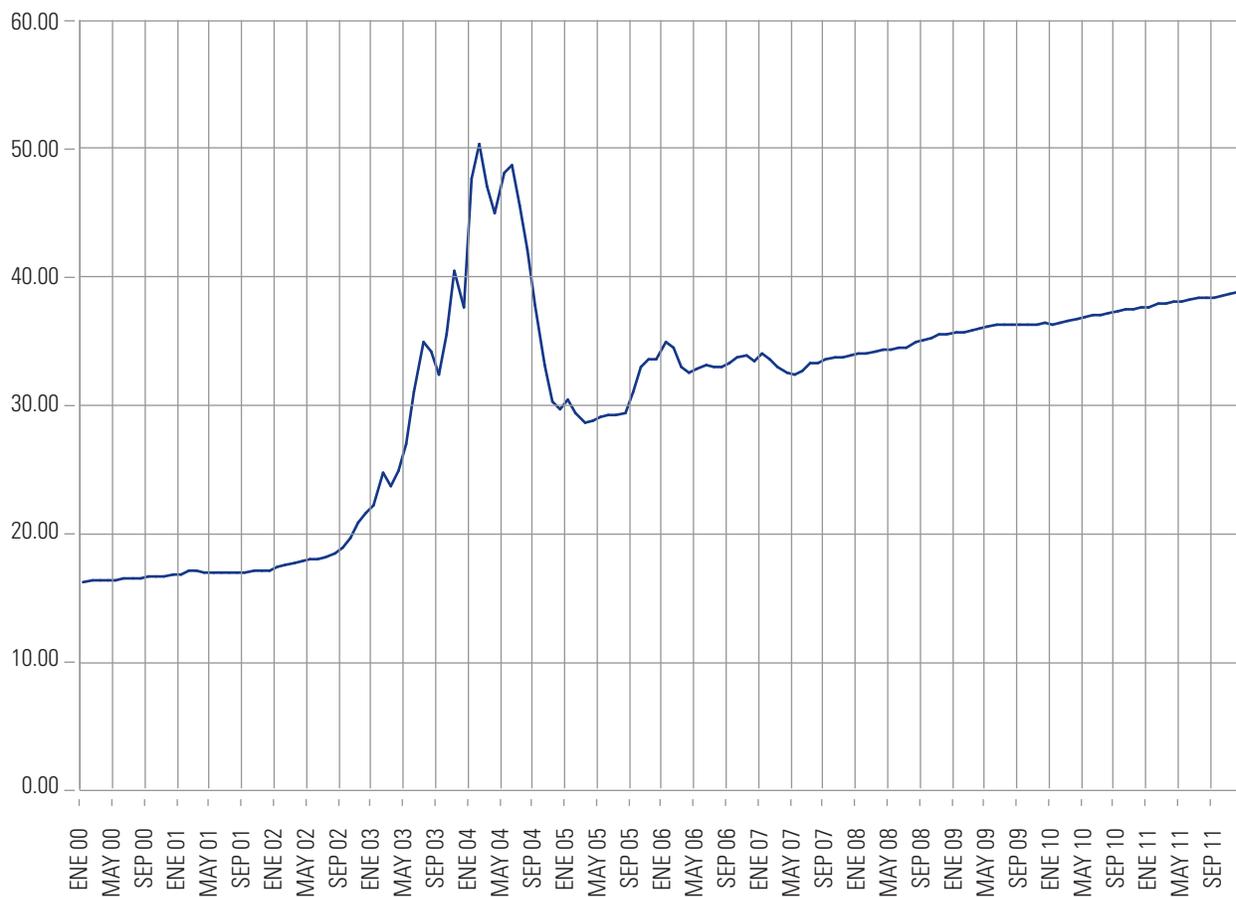
En esta sección, se muestra la evolución, para el período 2001-2011, de las principales variables empleadas en el cálculo de las transacciones económicas del MEM, así como de los distintos rubros comprendidos por estas transacciones. Tratándose de costos, precios y valorizaciones se estima conveniente expresar los pesos dominicanos (RD\$) en términos de dólares norteamericanos (US\$). Se ha hecho una aproximación que consiste en aplicar a todas las cifras en pesos dominicanos (RD\$), que corresponden a un mes determinado del período 2001-2011, una tasa de cambio (RD\$/US\$) única mensual correspondiente a dicho mes.

Se asume que esta tasa única corresponde al valor medio mensual de las Tasas de Cambio Promedio Ponderado para Venta de dólares de los Estados Unidos de América, correspondientes a la Banca Comercial, publicada por el Banco Central para el mes de cálculo. Estas tasas de cambio, exclusivas para presentar la información de esta sección, se muestran para cada mes del período 2001-2011 en la Tabla 6-6 y en la Figura 6-11.

*Tabla 6-6. Promedio mensual de la Tasa de Cambio 2001-2011 [RD\$/US\$]*

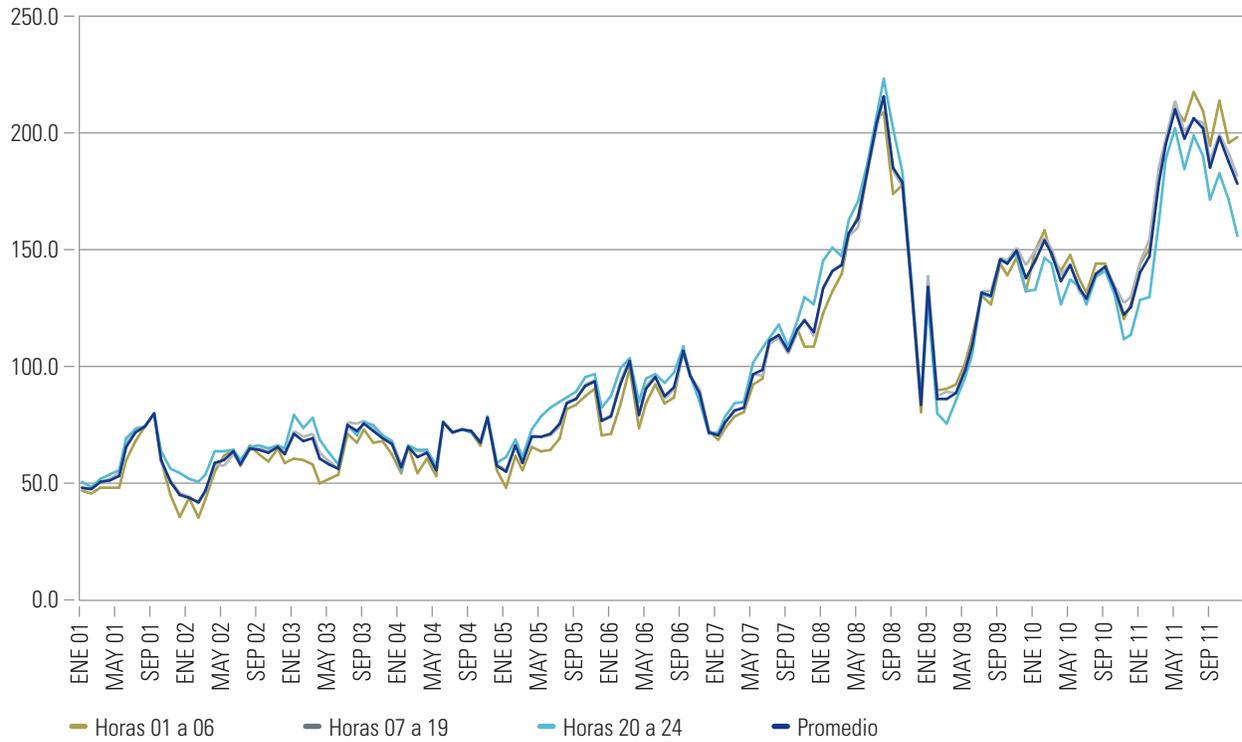
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2000	16.08	16.28	16.25	16.25	16.27	16.31	16.39	16.40	16.49	16.54	16.57	16.63
2001	16.74	16.94	16.90	16.86	16.85	16.85	16.84	16.84	16.87	16.91	16.92	17.04
2002	17.21	17.48	17.60	17.74	17.85	17.89	17.96	18.31	18.81	19.57	20.66	21.45
2003	22.02	24.68	23.61	24.69	26.80	30.91	34.85	34.02	32.25	35.43	40.33	37.55
2004	47.50	50.27	46.95	44.89	47.94	48.62	45.47	41.95	37.62	32.95	30.08	29.50
2005	30.29	29.26	28.56	28.66	28.95	29.12	29.11	29.23	30.87	32.79	33.51	33.44
2006	34.83	34.34	32.81	32.32	32.75	32.93	32.90	32.79	33.15	33.66	33.68	33.30
2007	33.91	33.50	32.91	32.41	32.29	32.60	33.12	33.08	33.46	33.59	33.53	33.67
2008	33.89	33.94	34.04	34.15	34.14	34.28	34.39	34.79	34.95	35.09	35.36	35.38
2009	35.52	35.58	35.73	35.84	36.01	36.13	36.08	36.12	36.17	36.20	36.20	36.22
2010	36.20	36.31	36.40	36.52	36.81	36.84	36.94	37.02	37.12	37.31	37.31	37.42
2011	37.54	37.73	37.84	37.90	37.98	38.15	38.16	38.17	38.22	38.37	38.52	38.64

Figura 6-11. Promedio mensual de la Tasa de Cambio 2001-2011

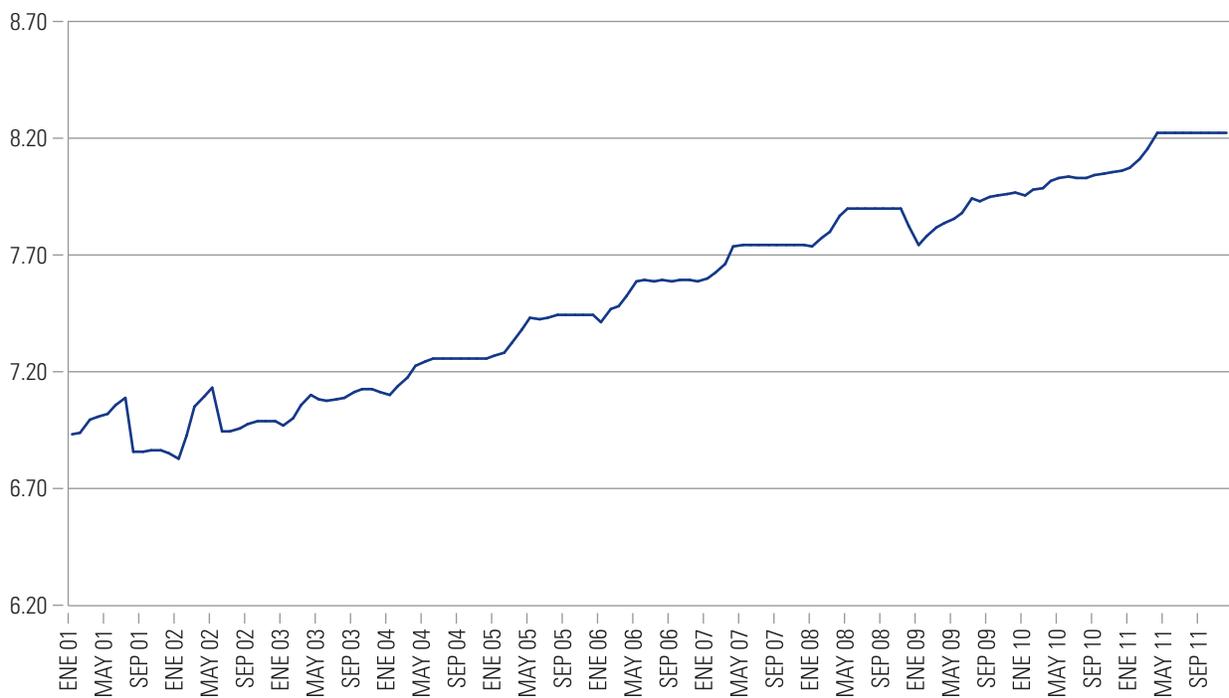


La Figura 6-12 y la Figura 6-13 muestran, respectivamente, la evolución del Costo Marginal de Corto Plazo de energía promedio mensual expresado en US\$/MWh y el Costo Marginal de Potencia de Punta expresado en US\$/kW mes, ambos referidos a la barra de referencia del SENI.

*Figura 6-12. Costos Marginales de Corto Plazo de energía promedio 2001-2011*

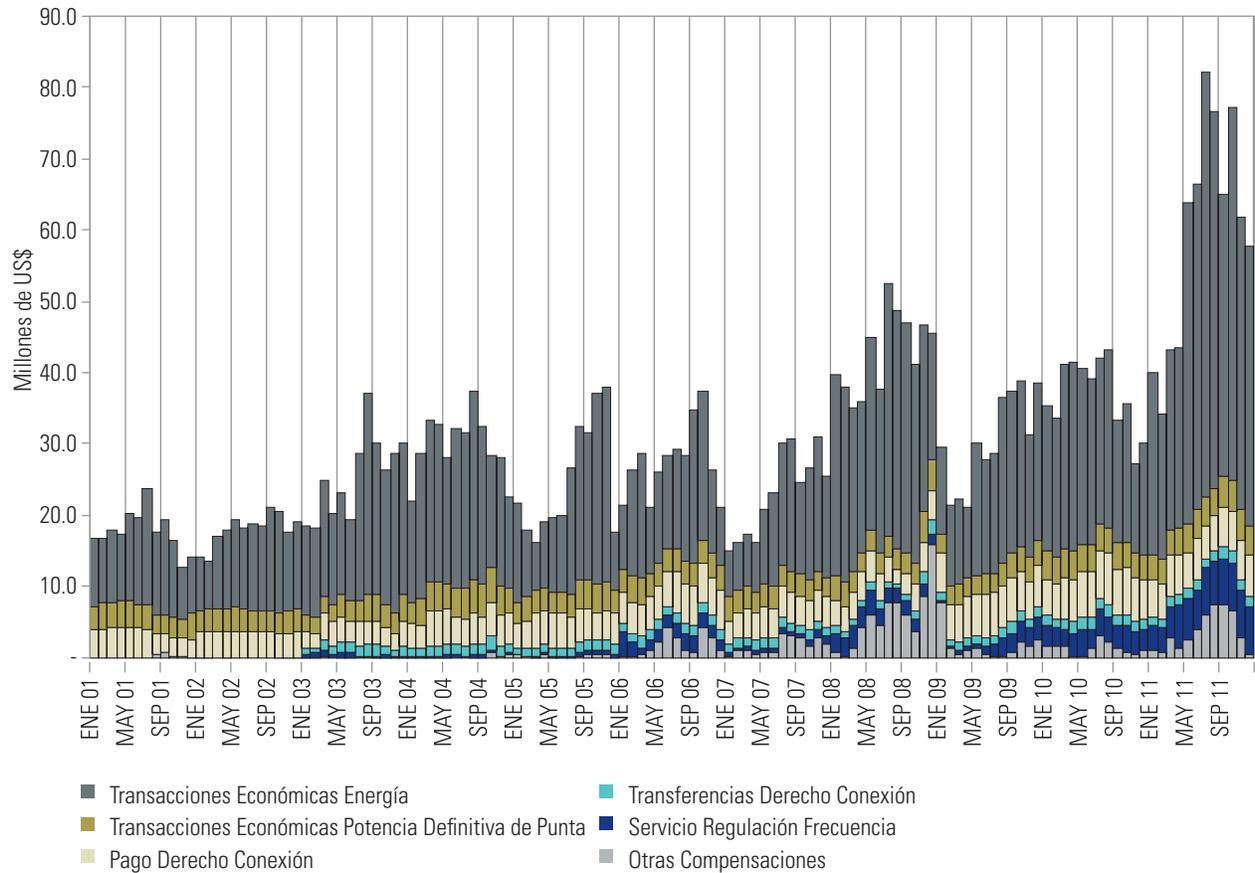


*Figura 6-13. Costos Marginales de Potencia de Punta mensual 2001-2011*



La figura 6-14 muestra la evolución de cada rubro de las Transacciones Económicas durante el período 2001-2011 aproximada en Millones de US\$.

Figura 6-14. Transacciones Económicas 2001-2011







## 7. ESTADOS FINANCIEROS

**Organismo Coordinador del Sistema  
Eléctrico Nacional Interconectado  
de la República Dominicana, Inc.**

Dictamen de los auditores independientes  
y Estados Financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Dictamen anual y estados financieros

Por los años terminados al 31 de diciembre del 2011 y 2010

---

Contenido	Página
Dictamen de los Auditores Independientes	1
Estados de actividades	2
Estados de posición financiera	3
Estados de flujos de efectivo	4
Notas formando parte de los estados financieros	6

## ***Dictamen de los Auditores Independientes***

Al Consejo de Coordinación del  
Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico  
Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc.  
(OC- SENI):

Hemos auditado los estados financieros del Organismo Coordinador, los cuales comprenden los estados de posición financiera al 31 de diciembre del 2011 y 2010, y los estados de actividades y flujos de efectivo por los años entonces terminados y un resumen de las principales políticas de contabilidad y otras notas explicativas.

### ***Responsabilidad de la Gerencia por los Estados Financieros***

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonables de estos estados financieros, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFs). Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y presentación razonables de los estados financieros libres de discrepancias materiales, como consecuencia de errores o fraudes, así como seleccionar y aplicar políticas de contabilidad apropiadas y efectuar estimaciones contables que sean razonables en las circunstancias.

### ***Responsabilidad de los Auditores***

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión acerca de estos estados financieros en base a nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron conducidas de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Estas normas requieren que cumplamos con los requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría incluye efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría acerca de los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos por las discrepancias materiales en los estados financieros, como consecuencia de errores o fraudes. Al efectuar esas evaluaciones de riesgos, el auditor considera el control interno relevante, para la preparación y presentación razonables de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye una evaluación de las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones hechas por la Gerencia, así como una evaluación global de la presentación de los estados financieros.

Creemos que las evidencias que hemos obtenido son suficientes y apropiadas para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

### ***Opinión***

En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos materiales, la posición financiera del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc. al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados de su desempeño financiero y flujos de efectivo por los años entonces terminados, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFs).

### ***Asunto de énfasis***

Las cifras correspondientes al 31 de diciembre del 2010, fueron auditados por otros auditores independientes, en cuyo informe de fecha 22 de febrero del 2011 emitieron una opinión sin salvedad.



04 de Abril de 2012  
Santo Domingo, D. N., República Dominicana.

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana Inc.

Estados de actividades  
Por los años terminados al 31 de diciembre del 2011 y 2010

	Notas	2011 RD\$	2010 RD\$
<b>Cambios en los activos netos no restringidos</b>			
Aportes recibidos de agentes	11	162,895,529	136,808,291
<b>Aumento en los activos netos no restringidos</b>		<b>162,895,529</b>	<b>136,808,291</b>
Otros ingresos		6,126	
Gastos generales y administrativos	12	(163,934,980)	(120,231,794)
Otros gastos	12	(11,032)	-
<b>Total gastos no restringidos</b>		<b>(163,939,886)</b>	<b>(120,231,794)</b>
		<b>(1,044,357)</b>	<b>16,576,497</b>
<b>Ingresos financieros</b>			
Ingresos financieros	13	1,455,320	636,896
Gastos financieros	13	(471,903)	(299,698)
<b>Total otros ingresos (gastos) financieros no restringidos</b>		<b>983,417</b>	<b>337,198</b>
		<b>(60,940)</b>	<b>16,913,695</b>
<b>Ingresos restringidos</b>			
Ingresos por Proyecto HSMC		5,174,838	6,613,743
Ingresos Evento TOPSEP (CECACIER)		4,047,654	-
<b>Total otros ingresos restringidos</b>		<b>9,222,492</b>	<b>6,613,743</b>
<b>Aumento en los activos netos</b>		<b>9,161,552</b>	<b>23,527,438</b>
Activos netos al inicio del año		125,779,580	102,252,142
<b>Activos netos al final del año</b>		<b>134,941,132</b>	<b>125,779,580</b>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Estados de posición financiera  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

	Notas	2011 RD\$	2010 RD\$
<b>Activos</b>			
<b>Activos no corrientes</b>			
Mobiliarios, equipos y mejoras, netos	6	12,129,364	5,942,983
Otros activos, netos	7	10,103,603	8,455,311
<b>Total de activos no corrientes</b>		<b>22,232,967</b>	<b>14,398,294</b>
Aportes por cobrar	3	71,605,704	63,619,735
Aportes por cobrar para proyectos especiales	4	963,876	1,073,972
Otras cuentas por cobrar	5	1,953,629	3,586,581
Efectivo	2	50,723,966	61,163,738
Gastos pagados por anticipado		2,300,980	2,162,297
<b>Total de activos corrientes</b>		<b>127,548,155</b>	<b>131,606,323</b>
<b>Total activos</b>		<b>149,781,122</b>	<b>146,004,617</b>
<b>Pasivos</b>			
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Fondos de administración	10	7,639,035	12,511,777
<b>Total de pasivos no corrientes</b>		<b>7,639,035</b>	<b>12,511,777</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Cuentas por pagar proveedores		1,195,317	1,542,096
Aportes restringidos por ejecutar	8	2,416,107	2,336,441
Otras cuentas por pagar		-	1,122,312
Retenciones y acumulaciones por pagar	9	3,589,531	2,712,411
<b>Total de pasivos corrientes</b>		<b>7,200,955</b>	<b>7,713,260</b>
<b>Total de pasivos</b>		<b>14,839,990</b>	<b>20,225,037</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS NETOS</b>		<b>134,941,132</b>	<b>125,779,580</b>
Compromisos y contingencias	14		
<b>Activos netos no restringidos</b>		<b>134,941,132</b>	<b>125,779,580</b>
<b>TOTAL ACTIVOS NETOS</b>		<b>134,941,132</b>	<b>125,779,580</b>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Estados de flujos de efectivo  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

		2011 RD\$	2010 RD\$
<b>Flujos de efectivo por actividades operativas:</b>			
Cambios en los activos netos		9,161,552	23,527,438
Pérdida en retiro de mobiliarios y equipos	6,	11,032	-
Ajuste del período		-	-
Depreciación y amortización	6,7	5,375,186	3,866,888
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar:		(6,242,923)	12,333,938
(Aumento) disminución en pagos anticipados		(138,684)	71,732
Aumento en otros activos		(9,328,257)	(6,868,821)
Aumento (disminución) en cuentas por pagar		1,794,002	(4,346,712)
(Disminución) aumento en retenciones y acumulaciones por pagar		(2,306,307)	1,057,681
		<hr/>	<hr/>
Total de ajustes		(10,835,951)	6,114,706
		<hr/>	<hr/>
Efectivo neto (usado) provisto por las actividades operativas		(1,674,399)	29,642,144
		<hr/>	<hr/>
<b>Flujos de efectivos de las actividades de inversión</b>			
Adquisición de propiedades, mobiliarios y equipos	6	(8,765,373)	(3,012,835)
		<hr/>	<hr/>
Efectivo neto usado en las actividades de inversión		(8,765,373)	(3,012,835)
		<hr/>	<hr/>
(Disminución) Aumento en activos netos efectivo		(10,439,772)	26,629,309
Efectivo neto al inicio del año		61,163,738	34,534,429
		<hr/>	<hr/>
Efectivo neto al final del año	2	50,723,966	61,163,738
		<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Dictamen anual y estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010

---

Contenido	Página
Entidad	
1.- Principales Políticas de Contabilidad	6
2.- Efectivo	7
3.- Cuentas por cobrar	10
4.- Aportes por cobrar para proyectos especiales	11
5.- Otras cuentas por cobrar	11
6.- Mobiliarios, equipos y mejoras	12
7.- Otros activos	12
8.- Aportes restringidos por ejecutar	14
9.- Retenciones y acumulaciones por pagar	14
10.- Fondos de administración	14
11.- Aportes aprobados	15
12.- Gastos generales y administrativos	15
13.- Otros ingresos (gastos) financieros	16
14.- Compromisos y contingencias	17
15.- Presupuesto	18
16.- Reclasificaciones	19

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**Entidad**

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc. es una entidad sin fines de lucro, creada mediante la Resolución No. 235 del Ministerio de Industria y Comercio, de fecha 29 de octubre de 1998 y posteriormente se ratificó en el Artículo 38 de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

Su función principal es realizar la coordinación de las actividades de las empresas de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica, así como de los auto productores y co-generadores que venden sus excedentes a través del sistema en el marco regulatorio del sub-sector eléctrico.

El 30 de abril del 2008, se realizó la asamblea constitutiva a partir de la cual se declaró constituido el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana Inc., de acuerdo a los términos establecidos en el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. Posteriormente, la Resolución No.34 del 11 de junio de 2008, de la Procuraduría General de la República, aprueba su incorporación como institución sin fines de lucro, de conformidad a la ley de regulación y fomento de las asociaciones sin fines de lucro No 122-05 del 8 de abril del 2005.

Según el Artículo No. 299, de la ley No.11-92, las Instituciones sin fines de lucro, se encuentran exentas del pago de impuesto sobre la renta corporativo.

Sus oficinas están ubicadas en la calle 3 No. 3, Arroyo Hondo I, Santo Domingo, República Dominicana. Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, la Entidad cuenta para el desarrollo de sus operaciones con 59 empleados y 2 pasantes.

**1. Principales políticas de contabilidad**

A continuación presentamos un resumen de las principales políticas de contabilidad consideradas por la administración, como las más apropiadas en las circunstancias para presentar la posición financiera, el estados de actividades y sus flujos de efectivo de conformidad con las Normas Internacionales de Información financiera (NIIFs) .

***Base de presentación***

Los estados financieros del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana Inc., han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFs) y utilizando la base de presentación estipulada en la Norma de Contabilidad Financiera Norte Americana (Fas-117), sobre contabilidad de Instituciones sin fines de lucro, y los mismos han sido preparados de los libros y registros de la Entidad, de manera que representen una imagen fiel de los estados de actividades, la posición financiera, flujos de efectivo y cambios en los activos netos.

Bajo estas provisiones los activos netos y los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas son clasificados de acuerdo a la existencia o no de restricciones impuestas por los donantes. De acuerdo con esto los activos netos, y los cambios en ellos son clasificados como sigue:

***Activos netos no restringidos***

Son aquellos que no están sujetos a restricciones impuestas por los donantes externos. Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, el Organismo tenía como activos netos no restringidos los aportes recibidos de los agentes.

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010

---

1.

***Activos netos temporalmente restringidos***

Activos sujetos a estipulaciones impuestas por donantes que pueden darse o cumplirse mediante acciones a través del tiempo. Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, el Organismo no tenía activos temporalmente restringidos por los donantes.

***Activos netos permanentemente restringidos***

Activos sujetos a estipulaciones impuestas por los donantes externos. Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, el Organismo no tenía activos permanentemente restringidos por terceros.

***Mobiliarios y equipos, mejoras y su depreciación***

Los mobiliarios, equipos y mejoras están registrados al costo de adquisición. La depreciación es calculada utilizando el método de línea recta, o sea, la distribución uniforme del costo sobre el estimado de vida útil de los activos, la cual ha sido estimada en cinco (5) años.

***Reconocimiento de ingresos***

Los ingresos provienen de los aportes realizados por las empresas que componen el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), según establece el Art. 54 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, No.125-01. Los ingresos son declarados mensualmente a través de las resoluciones emitidas por el Consejo de Coordinación y se reconocen por el método de lo devengado, es decir, conforme se van emitiendo dichas resoluciones.

***Otros activos***

Los activos incluyen sistemas de información (software), los cuales son amortizados durante el período de vigencia de sus licencias sustentadas en los contratos con los proveedores o a cinco (5) años, el que sea menor.

***Moneda en que se expresan las cifras***

Las transacciones realizadas por la Entidad en una moneda que no sea otra que la moneda donde lleva a cabo sus actividades económicas primarias (moneda funcional) están registradas a las tasas prevalecientes cuando las transacciones ocurren. Los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera fueron traducidos a su equivalente a la tasas prevalecientes a la fecha de reporte. Las diferencias cambiarias que surgen como parte del proceso de conversión de aquellos activos y pasivos monetarios no liquidados son registrados inmediatamente como una ganancia o pérdida, son reconocidas en otros ingresos comprensivos y acumulados en los activos netos por diferencia cambiaria.

Las cantidades en los estados financieros están presentadas en pesos dominicanos. Los activos y pasivos en moneda extranjera se traducen de acuerdo a la tasa de cambio autorizada por la Dirección General de Impuestos Internos (DGII) a la fecha de los estados financieros. Las transacciones ocurridas durante el año y los ingresos o gastos se traducen a la tasa vigente a la fecha de la transacción. La ganancia o pérdida resultante de las transacciones en moneda extranjera se incluyen como otros ingresos (gastos) en el Estado de Actividades. Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, la tasa de cambio en el mercado, según informaciones de la (DGII), era de RD\$38.82 y RD\$37.54 = US\$1.00 respectivamente, con relación al dólar de Norteamérica.

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010

---

1.

*Poder de enmienda de los estados financieros*

Los estados financieros han sido preparados por la gerencia de la Entidad sobre una base voluntaria, y como tal, tienen la habilidad de revisar el contenido de dichos estados luego de efectuarse su emisión, la cual fue efectuada en fecha 4 de abril del 2012.

*Beneficios a empleados*

a) *Seguridad Social*

A partir del 1 de mayo del 2003, entró en vigencia la Ley General de Pensiones en la República Dominicana No. 87-01, que establece el Sistema Dominicano de Seguridad Social para proteger a los residentes del país. Con esta ley, se establece una contribución patronal equivalente al 70% de la contribución total entre un 16% y 20% del sueldo bruto de cada empleado, cuando se combinen el seguro familiar de salud y el seguro por vejez.

El empleador público o privado es responsable de inscribir al afiliado, notificar los salarios efectivos o los cambios de estos, retener al afiliado, retener los aportes y remitir las contribuciones a la Tesorería de la Seguridad Social en el tiempo establecido por la Ley y sus normas complementarias. Conforme a esta Ley el empleador aportará el 0.4% del salario cotizable para cubrir el fondo de solidaridad Social del Sistema Provisional, el cual esta contemplado en los aporte realizados por el empleador y el 100% del seguro de riesgos laborales.

b) *Preaviso y cesantía*

El Código de Trabajo de la República Dominicana prevé el pago de un auxilio de preaviso y cesantía a aquellos empleados que sean desahuciados sin causa justificadas. El monto de esta compensación depende del tiempo que haya trabajado y otros factores, sin considerar el plan específico que al respecto pudiera tener la Entidad. Los pagos realizados por este concepto, son cargados a las operaciones en la fecha que se produzca al desahucio.

c) *Regalía pascual*

Las leyes locales establecen compensaciones al personal, que entre otras cosas incluyen una regalía pascual.

**Estimaciones y suposiciones contables**

La suposición de los estados financieros de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera, requiere que la Administración efectúe estimaciones y presunciones que afectan las cantidades reportados de activos y pasivos y las revelaciones de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros por consiguiente, los montos reportados en los estados financieros pudieran diferir de los montos estimados hechos por la Administración de la Institución. Las informaciones sobre estimaciones y suposiciones y juicio críticos en la aplicación de las políticas contables que tengan efectos significativos en los montos reconocidos en los estados financieros están incluidas en las notas que acompañan estos estados financieros.

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010

---

## 2. Instrumentos financieros - Administración de riesgos financieros

### *Valor razonable de los Instrumentos Financieros*

Conforme a las estipulaciones de la Norma Internacional de Contabilidad, NIC39 "Revelaciones Acerca del Valor Razonable de los Instrumentos Financieros", las estimaciones del valor razonable son efectuadas en un momento dado, basadas en informaciones relevantes del mercado sobre los instrumentos financieros.

Los activos y pasivos financieros comprenden las inversiones en instrumentos de deuda y capital, las cuentas por cobrar, el efectivo y las cuentas por pagar. Estos instrumentos son reconocidos al valor de adquisición, el cual se considera es igual al valor de mercado, más los costos atribuibles a la adquisición.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Institución no ha emitido instrumentos financieros para propósitos especulativos o de intercambio, ni tampoco requiere de la nivelación de derivados, en el entendido de que no existe un mercado de instrumentos financieros. El valor estimado razonable de los instrumentos financieros está basado en el entendimiento acerca de las condiciones económicas actuales, los riesgos característicos de ciertos instrumentos financieros y otros factores.

### **Administración de riesgos financieros**

La Entidad, a través de sus actividades, está expuesta a los siguientes riesgos financieros:

- Riesgo de crédito
- Riesgo de tasa de cambio
- Riesgo de liquidez

Al igual que cualquier entidad el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., está expuesta a los riesgos que se deriven del uso de instrumentos financieros. En esta nota se describen los objetivos de la Entidad, las políticas y procesos para administrar los riesgos y los métodos utilizados para medirlos. Más información cuantitativa con respecto a estos riesgos se presenta a través de estos estados financieros.

No ha habido cambios significativos en la exposición de la Entidad a los riesgos financieros, sus objetivos, políticas y procesos para administrar estos riesgos, o los métodos utilizados para medirlos en relación a períodos anteriores, salvo disposición en contrario en esta nota.

### **Principales instrumentos financieros**

Los principales instrumentos financieros usados por la Entidad de los que surge riesgo de instrumento financiero, son los siguientes:

- Efectivo
- Cuentas por cobrar
- Cuentas por pagar

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**2. Efectivo**

Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, esta cuenta presentaba el siguiente detalle:

	2011 RD\$	2010 RD\$
Caja chica	75,000	75,000
Depósitos en bancos comerciales (a)	50,648,966	61,088,738
	50,723,966	61,163,738
	50,723,966	61,163,738

(a) Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, esta cuenta incluye valores de US\$67,440 y US\$206,085, respectivamente, como valor restringidos pendientes de ejecutar.

**3. Cuentas por cobrar**

Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, las cuentas por cobrar presentan el siguiente detalle:

	2011 RD\$	2010 RD\$
Empresa Generadora de Electricidad Haina, S. A.	790,935	754,289
Empresa Generadora de Electricidad ITABO,S.A.	905,538	648,463
Generadora Palamara La Vega, S.A.	480,345	662,165
Transcontinental Capital Corporation (Bermuda),Ltd.	270,492	441,807
Dominican Power Partner	728,627	741,026
AES Andrés,B.V.	1,130,046	1,149,802
Consorcio Laesa , Ltd.	1,960,509	721,556
San Felipe Generadora San Felipe LLP (CDEEE)	9,403,338	6,829,169
Complejo Metalúrgico Dominicano, C. por A.	105,128	123,630
Compañía de Electricidad de Puerto Plata	211,529	204,497
Monterio Power Corporation, Ltd.	-	352,815
Xstrata Niquel (Falconbridge Dominicana, S. A.)	705,697	230,357
Compañía de Electricidad de San Pedro de Macoris	3,688,150	2,979,834
Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana,S.A	2,197,730	2,035,083
Hidroeléctrica Los Toros	35,050	45,252
Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, S. A.	474,650	637,361
Pueblo Viejo Dominicana Corporation	260,408	-
Empresa Distribuidara de Electricidad del Norte, S. A.	13,738,794	6,152,539
Empresa Distribuidara de Electricidad del Sur, S. A.	21,141,509	29,324,135
Empresa Distribuidara de Electricidad del Este, S. A.	13,299,041	9,530,029
Rio San Juan (CDEEE)	78,188	55,926
	71,605,704	63,619,735
	71,605,704	63,619,735

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**  
**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**4. Aportes por cobrar para proyectos especiales**

Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, esta cuenta corresponde a valores restringidos provenientes de los aportes adicionales que serán utilizados para proyectos especiales.

La Entidad no contempla estos proyectos como parte de su presupuesto, por lo que dichos aportes fueron aprobados mediante resoluciones extraordinarias. Un detalle de los aportes por cobrar al 31 de diciembre del 2011 y 2010, es el siguiente:

Nombre del Proyecto	2011		2010	
	USD	RD\$	USD	RD\$
Proyecto Habilitación del Sistema de Medición Comercial (HSMC)	19,631	762,075	23,014	840,396
Proyectos Herramientas y Datos	1,534	59,550	1,945	71,070
Mantenimientos y Actualización DigSilent.	1,426	55,357	1,426	52,106
Gastos Ejecución contrato Unique	2,238	86,879	2,238	81,777
	<b>24,829</b>	<b>963,861</b>	<b>28,623</b>	<b>1,045,349</b>

Durante los períodos 2011 y 2010, la Entidad ha recuperado cartera de resoluciones correspondiente a aportaciones para presupuestos de años anteriores y proyectos en proceso de ejecución y/o pendientes de realización, tales como: reacondicionamiento del Centro de Datos; proyecto de Protecciones; adquisiciones de activos, entre otros.

**5. Otras cuentas por cobrar**

Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, esta cuenta incluye un valor de RD\$507,937 y RD\$2,336,930 respectivamente, correspondiente a desembolsos realizados por la Entidad, para la realización de (Eventos CECACIER), de los cuales RD\$79,971 corresponden al período 2010-2009 y del Seminario "Mejores Prácticas en la Gestión de Pérdidas Comerciales" realizadas en el 2010, los cuales serán reembolsados por el Comité Regional de la CIER, para Centro América y el Caribe, (CECACIER).

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**  
**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**6. Mobiliarios, equipos y mejoras**

Un movimiento de los mobiliarios, equipos y mejoras es como sigue:

	<u>Al 31 de diciembre 2011</u>					
	Mobiliarios y Equipos de Oficina	Equipos de Transporte	Maquinarias y Equipos Electrónicos	Mejoras en Propiedad Arrendada	Otros Equipos	Total
Al 01 enero de 2011	4,359,987	4,006,859	17,234,875	5,384,973	300,078	31,286,772
Adquisición del período	780,570	3,660,480	4,324,323	-	-	8,765,373
Retiros del período	-	-	17,403	-	-	17,403
	<u>5,140,558</u>	<u>7,667,339</u>	<u>21,541,795</u>	<u>5,384,973</u>	<u>300,078</u>	<u>40,034,742</u>
Depreciación acumulada Al 01 de enero de 2011	3,335,583	4,006,859	13,140,978	4,566,958	293,411	25,343,789
Depreciación del período	305,811	305,040	1,750,068	206,971	70	2,567,960
Retiros del período	-	-	6,371	-	-	6,371
	<u>3,641,394</u>	<u>4,311,899</u>	<u>14,884,675</u>	<u>4,773,929</u>	<u>293,481</u>	<u>27,905,378</u>
Valor en libros neto al 31 de diciembre 2011	<u>1,499,164</u>	<u>3,355,440</u>	<u>6,657,120</u>	<u>611,044</u>	<u>6,597</u>	<u>12,129,364</u>
	<u>Al 31 de diciembre 2010</u>					
	Mobiliarios y Equipos de Oficina	Equipos de Transporte	Maquinarias y Equipos Electrónicos	Mejoras en Propiedad arrendada	Otros Equipos	Total
Al 1ro. de enero 2010	3,463,103	4,006,859	15,118,924	4,739,308	300,078	27,628,272
Adquisiciones del período	896,884	-	2,115,951	645,665	-	3,658,500
	<u>4,359,987</u>	<u>4,006,859</u>	<u>17,234,875</u>	<u>5,384,973</u>	<u>300,078</u>	<u>31,286,772</u>
Al 1ro. de enero 2010	3,181,399	3,697,278	11,631,762	4,345,571	268,436	23,124,446
Depreciación del período	154,183	309,581	1,509,216	221,388	24,975	2,219,343
	<u>3,335,582</u>	<u>4,006,859</u>	<u>13,140,978</u>	<u>4,566,959</u>	<u>293,411</u>	<u>25,343,789</u>
Valor en libros neto al 31 de diciembre 2010.	<u>1,024,405</u>	<u>1,787,516</u>	<u>4,093,897</u>	<u>818,014</u>	<u>6,667</u>	<u>5,942,983</u>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**7.- Otros activos**

La composición de los otros activos es como sigue:

**AL 31 de diciembre 2011**

	Sistema de Información (Software) RD\$	Equipos proyecto SMC RD\$	Depósitos de Alquiler RD\$	Otros RD\$	Total RD\$
Al 1ro de enero del 2011	11,542,687	6,295,957	496,580	72,302	18,407,526
Adiciones	4,334,413	112,143	8,960	-	4,455,516
Al 31 de diciembre 2011	15,877,100	6,408,100	505,540	72,302	22,863,042
Amortización					
Al 1ro. de enero del 2011	8,394,784	1,557,431	-	-	9,952,215
Amortización del período	1,597,793	1,209,431	-	-	2,807,224
Al 31 de diciembre 2011	9,992,577	2,766,862	-	-	12,759,439
	<u>5,884,523</u>	<u>3,641,238</u>	<u>505,540</u>	<u>72,302</u>	<u>10,103,603</u>

**Al 31 de diciembre 2010**

	Sistema de Información (Software) RD	Equipos proyecto HSMC RD	Depósitos de Alquiler RD\$	Otros RD	Total RD\$
Al 1ro de enero del 2010	9,432,819	2,430,522	425,296	72,302	12,360,939
Adiciones	2,109,868	3,865,435	71,284	-	6,046,587
Al 31 de diciembre del 2010	11,542,687	6,295,957	496,580	72,302	18,407,526
Amortización					
Al 1ro. de enero del 2010	7,501,327	979,909	-	-	8,481,236
Amortización del período	893,457	577,522	-	-	1,470,979
Al 31 de diciembre 2010	8,394,784	1,557,431	-	-	9,952,215
	<u>3,147,903</u>	<u>4,738,526</u>	<u>496,579</u>	<u>72,302</u>	<u>8,455,311</u>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**8. Aportes restringidos por ejecutar**

Un detalle de los aportes restringidos pendientes de ejecutar al 31 de diciembre del 2011 y 2010, es el siguiente:

Nombre del Proyecto	2011		2010	
	USD	RD\$	USD	RD\$
Evaluación y Mejoras de Herramientas Datos	61,456	2,385,722	61,456	2,245,602
Liquidación de aportes 2008	783	30,396	783	28,606
	<u>62,239</u>	<u>2,416,118</u>	<u>62,239</u>	<u>2,274,208</u>

En fecha 29 de junio del 2005, el Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., aprobó mediante la Resolución No. OC-37-2005, el Proyecto "Evaluación y Mejora de Herramientas y Datos Utilizados en Coordinación con la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado". Este proyecto concluyó en el 2007, y están pendientes de liquidar dichos aportes.

**9. Retenciones y acumulaciones por pagar**

Un detalle del renglón de retenciones y acumulaciones al 31 de diciembre del 2011 y 2010, es como sigue:

	2011 RD\$	2010 RD\$
Salarios y horas extras por pagar	241,986	250,208
Bono por desempeño por pagar	2,390,613	1,986,296
Otras		
Retenciones de terceros	406,104	117,603
	<u>3,038,703</u>	<u>2,354,107</u>

**10. Fondos de administración**

Un detalle de los fondos de administración al 31 de diciembre del 2011 y 2010, es como sigue :

Nombre del Proyecto	2011		2010	
	US\$	RD\$	US\$	RD\$
Habilitación Sistema de Medición Comercial (HSMC)	196,781	7,639,035	333,292	12,511,777
	<u>196,781</u>	<u>7,639,035</u>	<u>333,292</u>	<u>12,511,777</u>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**11. Aportes aprobados**

Un desglose de los aportes aprobados por el Consejo de Coordinación para cubrir el presupuesto de las actividades del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., para los años 2011 y 2010, es como sigue:

	2011 RD\$	2010 RD\$
Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S. A	27,385,666	23,496,032
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A	22,854,036	19,889,674
Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S. A	23,481,734	19,856,245
Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, S. A	10,602,523	7,805,501
Empresa Generadora de Electricidad Haina, S. A	8,576,414	7,673,075
Empresa Generadora de Electricidad ITABO, S. A	10,353,326	8,102,067
Generadora Palamara La Vega, S. A	7,376,502	6,350,370
AES Andrés, B. V.	13,578,692	12,110,755
Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís (CESPM) (CDEEE)	2,503,059	1,715,070
Seaboard/Transcontinental Capital Corporation (Bermuda), Ltd.	3,980,189	4,428,893
Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, S. A.	3,221,623	3,106,200
Generadora San Felipe LLP (CDEEE)	5,004,349	5,098,826
Monterio Power Corporation, Ltd.	1,560,022	3,132,199
Pueblo Viejo Dominicana Corporation	2,953,422	-
Dominican Power Partner	8,680,985	5,655,194
Complejo Metalúrgico Dominicano, C. por A.	1,315,462	1,013,319
Compañía de Electricidad de Puerto Plata	2,541,386	2,113,269
Consorcio Laesa, Ltd	4,440,401	2,826,440
Hidroeléctrica Los Toros	281,799	217,769
Xstrata Níquel (Falconbridge Dominicana, S. A.)	2,156,601	2,176,232
Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales Río San Juan (CDEEE)	47,338	41,161
	<u>62,895,529</u>	<u>36,808,291</u>

**12. Gastos generales y administrativos**

El detalle de los gastos generales y administrativos y compensación al personal, es como sigue:

	2011 RD\$	2010 RD\$
<b>a) Sueldos y compensación al personal:</b>		
Salarios	57,890,461	47,335,964
Viviendas ejecutivos	1,599,795	1,656,658
Bono por desempeño	12,978,205	6,741,604
Regalía pascua	5,184,223	4,425,491
Plan de pensiones	3,390,807	2,701,012
Seguros laborales	4,083,305	3,680,380
Prestaciones laborales	151,708	4,935,546
Atención a empleados	7,291,385	5,472,334
Impuestos gerentes extranjeros	2,674,384	2,102,489
Impuestos otras remuneraciones	772,247	1,094,768
Capacitación de personal	17,059,568	8,437,392

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010

12.	2011 RD\$	2010 RD\$
<b>a) Sueldos y compensación al personal:</b>		
Pasajes ejecutivos según contrato	-	142,977
Bono vacacional	1,925,811	1,500,148
Subsidio de combustible	2,825,451	2,294,473
Contratación gerentes extranjeros	-	805,068
Otros gastos de personal	2,189,293	2,856,171
Bono por antigüedad	573,986	-
	<b>120,590,629</b>	<b>96,182,475</b>
<b>b) Otros gastos generales y administrativos</b>		
	2011 RD\$	2010 RD\$
Alquiler de oficinas	5,514,024	5,289,583
Suministros	1,432,190	1,007,864
Gastos de representación	63,433	15,939
Libros, suscripciones y publicaciones	449,700	464,101
Combustibles	164,600	88,570
Dietas y transporte	1,595,987	542,199
Energía eléctrica	2,293,680	1,777,972
Teléfonos fijo	756,613	786,405
Internet y dominio virtual	983,889	727,782
Servicios de terceros	9,541,207	1,917,030
Proyecto VEROPE	-	2,011,844
Proyecto HSMC	5,119,112	3,346,196
Otros gastos generales	464,002	867,176
Gastos de activos fijos	2,113,126	1,339,770
TOPSEP 2011 (CECACIER)	3,878,538	-
Capacitación agentes	2,766,388	-
Costo CECACIER	832,676	-
	<b>37,969,165</b>	<b>20,182,431</b>
<b>c) Depreciación y Amortización</b>	<b>5,375,186</b>	<b>3,866,888</b>
	<b>163,934,980</b>	<b>116,364,906</b>
<b>13. Otros Ingresos (gastos) financieros</b>		
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, un detalle de los otros ingresos (gastos) financieros es como sigue:		
	2011 RD\$	2010 RD\$
<b>Ingresos financieros:</b>		
Fluctuación cambiarias no realizadas	623,796	129,178
Intereses cuentas corrientes	831,524	507,718
	<b>1,455,320</b>	<b>636,896</b>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

13.	2011 RD\$	2010 RD\$
<i>Gastos financieros</i>		
Fluctuación cambiaria realizada	(124,120)	(7,283)
Cargos bancarios	(347,783)	(292,415)
	<u>(471,903)</u>	<u>(299,698)</u>

**14. Compromisos y contingencias**

**Compromisos**

*a) Contratos de Servicios*

Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, la Entidad tiene compromisos de varios contratos con diferentes compañías por prestación de servicios; dentro de los cuales podemos mencionar: servicios de custodia, depósito y administración de archivo por un período de tres (3) años, servicios de vigilancia, mantenimientos de plataforma, conformados por los equipos de sistemas copadoras, impresora, scanner, fascimiles y/o multifuncionales, usado en la impresión, distribución y/o copiados de documentos, servicios de limpieza y mantenimiento de jardinería, Servicios de Habilitación de los Sistemas de Medición Comercial, entre otros, por montos ascendente a RD\$575,428 y RD\$ 456,520 respectivamente.

*b) Arrendamiento Inmueble*

Al 31 de diciembre 2011 y 2010, la Entidad mantiene varios arrendamientos de edificaciones mediante contratos con compañías inmobiliarias y personas físicas, por arrendamientos de inmuebles para ser ocupadas por algunos de sus directivos; en donde el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., se compromete a pagar diferentes sumas US\$ 15,782 y 15,782 dólares mensuales. equivalente a RD\$612,657 y RD\$ 592,456 respectivamente. Dichos contratos son renovables anualmente.

**Contingencias**

La Entidad, opera bajo la protección de la Ley 520 derogada por la Ley 122-05, que regula el funcionamiento de las entidades sin fines de lucro en la República Dominicana, en este sentido, la entidad está exenta de impuestos que graven las aportaciones y legados. Sin embargo, la Entidad presenta retenciones de un 5% en sus facturaciones realizadas por la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHIDRO). Al 31 de diciembre del 2011 y 2010 las retenciones realizadas ascienden RD\$1,759,564 y RD\$1,759,564, respectivamente. La Entidad está realizando gestiones ante la Dirección General de Impuestos Internos y la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, S.A para el reembolso de estas retenciones. En la actualidad existe incertidumbre en la recuperación de las mismas.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010**

**15. Presupuesto**

Al 31 de diciembre del 2011 la ejecución del presupuesto se presenta de la siguiente manera:

Descripción	Presupuesto RD\$	Ejecutado RD\$	Variación RD\$
<b>Activos fijos</b>			
Mobiliarios y equipos de oficina	664,042	593,169	70,873
Equipos electrónicos	1,739,339	4,511,723	(2,772,384)
Mejora en propiedad arrendada	874,166	-	874,166
Sistemas de información	4,611,914	4,334,414	277,500
Otros	5,197,179	3,660,480	1,536,699
<b>Total activos fijos</b>	<b>13,086,640</b>	<b>13,099,786</b>	<b>(13,146)</b>
<b>Gastos de personal:</b>			
Salario	59,456,674	57,890,462	1,566,212
Vivienda para ejecutivos	1,886,595	1,599,795	286,800
Bono por desempeño	12,045,068	12,978,205	(933,137)
Regalía pascual	5,278,655	5,184,222	94,433
Plan de pensiones	3,344,020	3,390,807	(46,787)
Seguros laborales	4,424,750	4,083,306	341,444
Prestaciones laborales	2,139,341	151,708	1,987,633
Atenciones a empleados	5,545,900	10,116,835	(4,570,935)
Impuestos gerentes extranjeros	4,547,610	3,446,632	1,100,978
Capacitación al personal	14,463,373	17,059,567	(2,596,194)
Plan de cesantía	1,810,212	895,089	915,123
Bono vacacional	1,821,508	1,925,810	(104,302)
Otros gastos de personal	1,334,087	1,276,204	57,883
Bono por antigüedad	477,434	573,986	(96,552)
<b>Total gastos de personal</b>	<b>118,575,227</b>	<b>120,572,628</b>	<b>(1,997,401)</b>
<b>Gastos Generales:</b>			
Alquiler de oficina	5,727,307	5,514,025	213,282
Suministros	1,404,750	1,432,190	(27,440)
Gastos de representación	137,016	63,433	73,583
Libros, suscripciones, y publicaciones	576,849	449,700	127,149
Combustible	258,000	164,600	93,400
Dieta y transporte	829,000	1,983,123	(1,154,123)
Capacitación de agentes	3,751,276	2,766,389	984,887
Energía eléctrica	1,831,350	2,293,681	(462,331)
Teléfonos fijos	896,997	756,613	140,384
Internet y dominio virtual	1,112,598	983,887	128,711
Gastos de activos fijos	2,090,512	2,113,127	(22,615)
Otros gastos generales	449,326	370,086	79,240
Accesorios y equipos de protección	57,300	15,210	42,090
Costos CECACIER	797,984	832,676	(34,692)
<b>Total gastos generales</b>	<b>19,920,265</b>	<b>19,738,740</b>	<b>181,525</b>
Servicios de terceros	10,278,014	9,541,206	736,808
<b>Total General</b>	<b>161,860,146</b>	<b>162,952,360</b>	<b>(1,092,214)</b>

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional  
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas formando parte integral de los estados financieros  
Al 31 de diciembre del 2011 y 2010

---

**16 .    Reclasificaciones**

Algunas partidas presentadas al 31 de diciembre del 2010, fueron reclasificadas para hacerlas comparativas con las presentadas al 31 de diciembre del 2011.



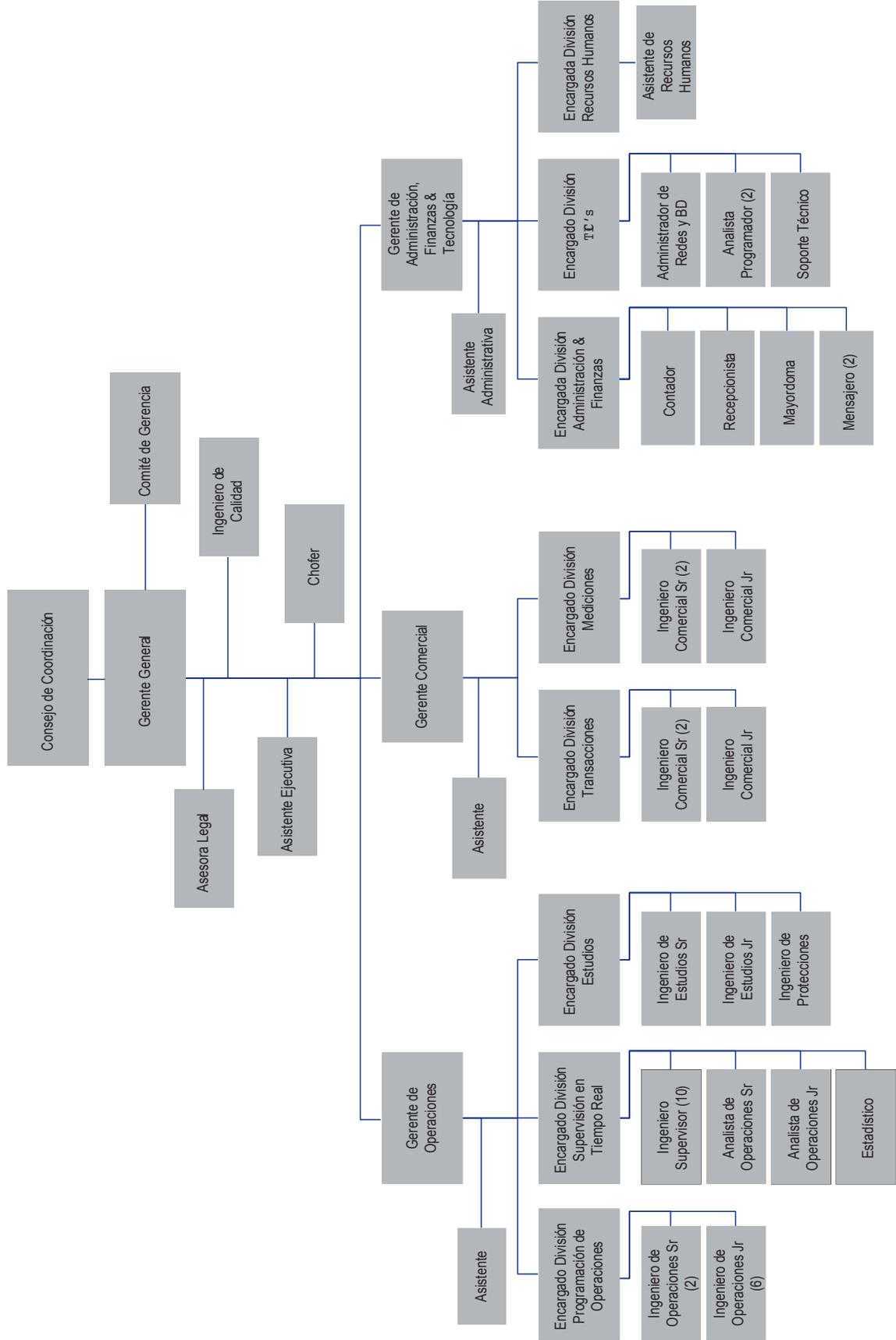




ANEXOS



# ORGANIGRAMA FUNCIONAL OC-SENI en el 2011



## OC-SENI REPÚBLICA DOMINICANA

### Gerencia General

#### Oswaldo Irusta

Gerente General.

#### Larissa Estévez

Asistente Ejecutiva (hasta 11 de julio de 2011).

#### Ana Cristina Irizarri

Asistente Ejecutiva (desde 25 de octubre de 2011).

#### José Ramón Rodríguez

Chofer.

### Gerencia de Operaciones

#### Luis Julián Zuluaga

Gerente de Operaciones.

#### Aristómenes Rosario

Encargado División Programación de Operaciones.

#### Rubén Coste

Ingeniero de Operaciones Senior.

#### Víctor Collado

Ingeniero de Operaciones Senior.

#### Luinys Ogando

Ingeniero de Operaciones Senior.

#### Alexis Vásquez

Ingeniero de Operaciones Senior.

#### Sixfredo Alexis Martínez

Encargado División de Estudios.

Designación Temporal: Ejecución iniciativas de la Gerencia General correspondientes al Plan Operativo Anual 2011 (desde el 1ero de marzo 2011).

#### Iván Veras

Ingeniero de Protecciones.

#### Kepler Luciano

Ingeniero de Estudios Junior.

#### Eduardo De León

Ingeniero de Estudios Junior.

#### Maximino Heredia

Encargado División de Supervisión de Operaciones.

Designación Temporal: Ejecución iniciativas de la Gerencia de Operaciones correspondientes al Plan Estratégico – Proyecto Análisis de Fallas (desde el 16 de diciembre de 2011).

#### Alexandre Pérez

Ingeniero Supervisor de Operaciones.

#### Andrés Manzueta

Analista de Operaciones Senior.

Encargado División de Estudios Interino (desde el 1ero de marzo de 2011).

#### Carlos Sánchez

Analista de Operaciones Senior.

#### Eduardo Delgado

Analista de Operaciones Junior.

#### Fernelis Ramírez

Analista de Operaciones Junior.

#### Gil Sandro Gómez

Analista de Operaciones Senior.

#### Héctor Romero

Ingeniero Supervisor de Operaciones.

#### Hugo López

Analista de Operaciones Junior.

#### Luis Ureña

Ingeniero Supervisor de Operaciones.

#### Peter Santana

Analista de Operaciones Junior.

#### Ulises Cedano

Analista de Operaciones Junior.

#### Edward Veras

Analista de Operaciones Senior.

Encargado División Supervisión de Operaciones Interino.

#### Ercilio Morillo

Analista de Operaciones Senior.

#### Fausto Aquino

Analista de Operaciones Senior.

#### Anadys Pineda

Asistente Gerencia de Operaciones.

#### Rony Montero

Ingeniero Supervisor de Operaciones Temporal.

#### Gerson Vásquez

Ingeniero de Operaciones Temporal (desde 28 septiembre de 2011).

**Gerencia Comercial****Richard Núñez**

Gerente Comercial (desde 28 de septiembre de 2011).

**Vilma Román**

Asistente de la Gerencia Comercial  
(desde 27 junio de 2011).

**Tommy Novas**

Ingeniero de Transacciones Junior  
(desde 01 febrero de 2011).

**Máximo Domínguez**

Ingeniero de Transacciones Senior.  
Encargado División de Transacciones Interino (desde el  
15 de abril de 2011).

**Miguel Rosario**

Ingeniero de Transacciones (hasta 24 enero de 2011).

**René Báez**

Ingeniero de Transacciones Junior  
(desde 18 enero de 2011).

**Ramón Mateo**

Encargado División de Mediciones.

**Yovanny Heredia**

Ingeniero de Mediciones Senior.

**Elvin Sánchez**

Ingeniero de Mediciones Junior.

**Juan Bautista Mesa**

Ingeniero de Mediciones Junior.

**Vaduy Cruz**

Técnico Mediciones - Proyecto HSMC  
(desde 15 marzo de 2011).

**Amaury Vásquez**

Ingeniero de Transacciones Temporal  
(desde 26 febrero de 2011).

**Gerencia de Administración,  
Finanzas y Tecnología****Dionilda Toribio**

Gerente de Administración, Finanzas y Tecnología.

**Débora Hernández**

Encargada División Administración y Finanzas.

**Lix Graciano**

Contadora.

**Patricia Hoepelman**

Recepcionista (desde 23 de mayo de 2011).

**Manuel Feliz**

Asistente Administrativo (desde 15 septiembre de 2011).

**María Luisa Ferrera**

Mayordoma.

**Francisco Encarnación**

Mensajero.

**Ramón Familia**

Mensajero.

**Lenin Lora Ureña**

Encargado División Tecnología de  
Información y Comunicaciones.

**Elvyn Villanueva**

Administrador de Redes y Base de Datos.

**Rudy Abreu**

Soprote Técnico.

**Edwin Martínez**

Analista Programador.

**Pedro De Los Santos**

Analista Programador (desde 3 de enero de 2011).

**Ingrid Acosta**

Encargada División Recursos Humanos.

**Emely Peña**

Asistente de Recursos Humanos.

**Ana Raquel Rojas**

Asistente GAFT Temporal (desde 16 septiembre 2011).

**Programa de Pasantías****Juan Jorge**

Pasante Gerencia Comercial (desde 4 julio de 2011).

**Samuel González**

Pasante Gerencia de Operaciones (desde 23 mayo de  
2011).

## LISTADO DE EMPRESAS DEL SECTOR PARA REFERENCIA

	<b>DPP</b> Dominican Power Partners, LDC.		<b>EDENORTE</b> Empresa Distribuidora Electricidad del Norte, S.A.
	<b>EDEESTE</b> Empresa Distribuidora Electricidad del Este, S.A.		<b>FALCONBRIDGE</b> Falconbridge Dominicana, CxA
	<b>CEPP</b> Compañía de Electricidad Puerto Plata, S.A.		<b>CDEEE</b> Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
	<b>GPLV</b> Generadora Palamara La Vega, S.A.		<b>EGEHAINA</b> Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A.
	<b>ITABO</b> Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A.		<b>LAESA</b> Consorcio LAESA Limited
	<b>EDESUR</b> Empresa Distribuidora Electricidad del Sur, S.A.		<b>SEABOARD</b> Transcontinental Capital Corporation, LTD.
	<b>PVDC</b> Pueblo Viejo Dominicana Corporation		<b>ETED</b> Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
	<b>AES ANDRES</b> AES Andrés, B.V.		<b>EGEHID</b> Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
	<b>METALDOM</b> Complejo Metalúrgico Dominicano, C. por A.		

UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SENI 2011

