

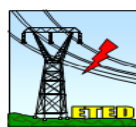


**Dirección Ejecutiva
Comité de Recuperación del Sector Eléctrico**

INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO Enero 2009



MONITOREO DEL SECTOR ELÉCTRICO



**Unidad de Análisis Financiero-Administrativo
Unidad de Análisis de Distribución
Unidad de Análisis de Generación
Febrero 2009**

Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

Informe sobre el Desempeño del Sector Eléctrico en el Mes de Enero 2009

Febrero 2009



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

**CORPORACIÓN DOMINICANA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS ESTATALES
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO DEL MES DE ENERO AÑO 2009	1
Empresas Distribuidoras	1
CDEEE	3
EGEHID	4
ETED	5
UERS y PRA.....	5
Financiamiento Déficit Operacional	5
1. INTRODUCCIÓN	6
2. GESTIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y CDEEE.....	8
2.1. COMPRA DE ENERGÍA	8
2.1.1. Compras de Energía para Zonas No-PRA y PRA	8
2.1.2. Retiros de Energía de las Empresas Distribuidoras por Contratos y en el Mercado Spot.....	10
2.1.3. Valor de Compras de Energía para Zonas No - PRA y PRA.....	10
2.1.4. Costo Unitario de la Energía Comprada por las Distribuidoras.....	12
2.2. INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA.....	13
2.2.1. EdeNorte Dominicana, S.A.	13
2.2.2. EdeSur Dominicana, S.A.	14
2.2.3. Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	14
2.2.4. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).....	15
2.2.5. Transferencias del Gobierno a las Distribuidoras y la CDEEE para Cubrir Déficit de Caja, Identificando los Montos Destinados a Inversión	16
2.3. EGRESOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y LA CDEEE.....	18
2.3.1. Pagos Compra de Energía por Empresa Distribuidora y la CDEEE.	18
2.3.2. Gastos Operacionales.	24
2.3.3. Número de Empleados en las Empresas Distribuidoras y la CDEEE	27
2.3.4. Gastos de Capital por Empresa Distribuidora	29
2.4. INDICADORES DE GESTIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....	30
2.4.1. Índices de Pérdidas y Cobranzas en las Zonas No PRA.....	30



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

2.4.2. Facturación y Cobros de las Zonas PRA.....	32
2.4.3. Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) en Zonas No-PRA.....	33
2.4.4. Tarifas Aplicadas e Indexadas	35
2.4.5. Costos Marginales (Generación, Potencia y Conexión)	36
2.5. FLUJOS DE CAJA MENSUALES DE LAS TRES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y LA CDEEE	37
3. EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DOMINICANA (EGEHID).....	38
3.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA.	38
3.2. INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA.	38
3.3. EGRESOS DE EGEHID	39
3.3.1. Gastos Operacionales.	39
3.3.2. Plantilla de Empleados	40
3.3.3. Gastos de Capital.	40
3.4. FLUJO DE CAJA MENSUAL DE EGEHID.....	41
4. EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED)	41
4.1. FACTURACIÓN DE PEAJE DE TRANSMISIÓN.	41
4.2. INGRESOS POR PEAJE DE TRANSMISIÓN.....	42
4.3. EGRESOS DE ETED.....	42
4.3.1. Gastos Operacionales.	42
4.3.2. Plantilla de Empleados.....	43
4.3.3. Gastos de Capital.	44
4.4. FLUJO DE CAJA MENSUAL DE ETED.	44
5. ANÁLISIS DEL FLUJO DE CAJA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, CDEEE, EGEHID, ETED, UERS Y PRA, PARA EL MES DE ENERO DEL AÑO 2009	45
5.1. EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....	45
5.1.1. EdeNorte	45
5.1.2. EdeSur	46
5.1.3. EdeEste	46
5.2. CDEEE.....	46
5.3. EGEHID	47
5.4. ETED.....	47
5.5. UERS	47
5.6. PRA	47
5.7. CDEEE CONSOLIDADO.....	48
6. ANEXOS.....	49



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro No. 01 Compras de Energía en Zonas No-PRA y PRA por Empresa Distribuidora, Enero 2009. - En GWh -	8
Cuadro No. 02 Evolutivo de Energía Retirada por las Empresas Distribuidoras en el Mes de Enero de los Años 2005, 2006, 2007 y 2009. - GWh -	9
Cuadro No. 03 Detalle Energía Comprada por Contrato y Spot, Enero 2009. - En GWh y en % -	10
Cuadro No. 04 Valor Compras de Energía en Zonas No-PRA y PRA por Empresa Distribuidora, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	11
Cuadro No. 05 Costo de Compra de Energía por Distribuidora, Enero 2009. - En RD\$/KWh -	12
Cuadro No. 06 Variación del Costo Unitario de Compra de Energía, Enero 2009. - Ejecutado Mes Actual Vs. Mes Anterior -	12
Cuadro No. 07 Ingresos por Venta de Energía EdeNorte, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	13
Cuadro No. 08 Ingresos por Venta de Energía Edesur, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	14
Cuadro No. 09 Ingresos por Venta de Energía EdeEste, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	15
Cuadro No. 10 Ingresos de Transmisión y Venta de Energía CDEEE, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	16
Cuadro No. 11 Programación del Déficit por Distribuidora y CDEEE, Enero 2009. - En Millones de US\$ -	16
Cuadro No. 12 Transferencias del Gobierno Central, Enero 2009. - Millones de US\$ -	17
Cuadro No. 13 Resumen Transferencias Distribuidas por Empresa, Enero 2009. - En Millones de US\$ y RD\$ -	17
Cuadro No. 14 Balance Pendiente, Facturación y Pagos por Concepto de Energía de las Distribuidoras a los Generadores, CDEEE, EGEHID y ETED al 31 de Enero del 2009. - En Millones de US\$ -	22
Cuadro No.15 Compra de Energía de CDDEE a los IPP's y Generadores en Enero 2009. (Facturación y Pagos) - En millones de US\$ -	23
Cuadro No.16 Balance de Facturación Por Cobrar de CDEEE a las Distribuidoras y a los Generadores Al 30 de Enero del 2009. - Valores en Millones de US\$ -	24
Cuadro No. 17 Gastos Operacionales de EdeNorte, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	25
Cuadro No. 18 Gastos Operacionales de Edesur, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	25
Cuadro No. 19 Gastos Operacionales EdeEste, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	26



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Cuadro No. 20	Gastos Operacionales CDEEE, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	27
Cuadro No. 21	Resumen Gastos Operacionales Ede's y CDEEE, Enero 2009.	
- En Millones de RD\$ -		27
Cuadro No. 22	Gastos de Capital por Empresa Distribuidora, Enero 2009.	
- Millones de RD\$ -		29
Cuadro No. 23	Detalle de Facturación Emitida por las Distribuidoras Zonas No-PRA	
- En GWh y en MM de RD\$ -		30
Cuadro No. 24	Cobros por Venta de Energía por Empresa Distribuidora Zonas No-PRA, Enero 2009. - En Millones de RD\$ -	31
Cuadro No. 25	Comparativo de Porcentajes de Cobros Reales Vs Metas Distribuidoras Zonas No-PRA, Enero 2009. - % -	31
Cuadro No. 26	Comparativo Porcentajes (%) Pérdidas Reales Vs Metas Distribuidoras Zonas No-PRA	32
Cuadro No. 27	Relación de la Energía Suministrada a los Barrios PRA, Enero 2009.	
- En GWh y Millones de RD\$ -		32
Cuadro No. 28	Detalle de Montos Recaudados por las Distribuidoras Zonas PRA, Enero 2009. - En millones de RD\$ -	33
Cuadro No. 29	Comparativo CRI Mensual Alcanzado Vs Meta en las Distribuidoras Zonas No-PRA. - En % -	34
Cuadro No. 30	Comparativo CRI Semestral Alcanzado vs Meta en las Distribuidoras Zonas No-PRA. - En % -	35
Cuadro No. 31	Costo Marginal de Energía, Potencia y Derecho de Conexión	37
Cuadro No. 32	Generación de Energía de EGEHID, Enero 2009.	
- En GWh y Millones de RD\$ -		38
Cuadro No. 33	Ingresos por Venta de Energía y Potencia de EGEHID, Enero 2009.	
- En Millones de RD\$ -		39
Cuadro No. 34	Gastos Operacionales EGEHID, Enero 2009.	
- En Millones de RD\$-		39
Cuadro No. 35	Gastos de Capital EGEHID, Enero 2009. - Millones de RD\$-	41
Cuadro No. 36	Facturación de Peaje de Transmisión, Enero 2009.	
- Valores en millones de RD\$-		42
Cuadro No. 37	Ingresos por Peaje de Transmisión de ETED, Enero de 2009.	
- En Millones de RD\$ -		42
Cuadro No. 38	Gastos Operacionales ETED, Enero 2009. -En Millones de RD\$-	43
Cuadro No. 39	Gastos de Capital ETED, Enero 2009. - Millones de RD\$ -	44



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

RESUMEN EJECUTIVO DEL MES DE ENERO AÑO 2009

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

- Las compras de energía programadas por las empresas distribuidoras para el mes de enero ascendían a 814.44 GWh, de los cuales adquirieron un total de 813.59 GWh, para una disminución de 0.85 GWh. El valor de las compras programadas ascendía a RD\$3,500.57 millones, mientras que la ejecución fue de RD\$3,808.20 millones, para un aumento de RD\$307.62 millones, equivalentes a un 8.79% del monto programado.
- El costo unitario expresado en RD\$/KWh experimentó un aumento para EdeEste de RD\$1.74/KWh, seguida por EdeNorte de RD\$0.26/KWh y EdeSur de RD\$0.09/KWh, para una variación relativa de 6.60%, 2.16% y 46.07%, respectivamente.
- La facturación de energía en las Áreas no PRA alcanzó un total de 503.02 GWh, lo que representó una disminución de 15.34 GWh, con respecto a los 518.36 GWh programados para el mes de enero. EdeSur facturó un total de 200.96 GWh, seguida de EdeNorte con 173.70 GWh y EdeEste con 128.36 GWh. El valor total de la facturación fue de RD\$3,112.82 millones.
- La facturación de energía en las Áreas PRA alcanzó un total de 94.81 GWh, lo que representó una disminución de 13.90 GWh, equivalentes a un 12.78%, en relación a los 108.70 GWh programados. EdeEste fue la distribuidora de mayor facturación con 42.96 GWh, seguida de EdeSur con 38.91 GWh y de EdeNorte con 12.93 GWh.
- Los cobros para las Zonas No - PRA durante el mes de enero de 2009, fueron de RD\$2,647.78 millones, para una disminución de un 14.11% con relación al monto programado, el cual era de RD\$3,082.78 millones.
- Las Recaudaciones para las Zonas PRA durante el mes de enero de 2009, fueron de RD\$47.47 millones, mostrando una disminución de RD\$8.29 millones, equivalentes a un 14.87%, en relación a los cobros del mes de diciembre de 2008, situados en RD\$55.76 millones.
- Las Pérdidas Comerciales Promedio, se situaron en 30.02%, experimentando un aumento de 2.58% en relación a las pérdidas programadas, ascendentes a un 27.44%.
- El balance pendiente de pago con los generadores por Compra de Energía en el 2008, ascendía US\$401.76 millones, y fueron aplicados pagos por la suma de US\$291.56 millones, de los cuales US\$41.56 millones corresponden a las Cesiones de Crédito y US\$250.00 millones en Bonos emitidos por el Gobierno, quedando un balance pendiente de pago de US\$110.20 millones.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

- Las facturas por compra de energía en el mes de enero de 2009, ascendieron a US\$80.58 millones, de los cuales se pagaron US\$4.35 millones quedando un balance pendiente de US\$76.23 millones.
- Sumando este nuevo balance a la deuda pendiente del 2008, se tiene un balance total al 31 de enero de 2009, por valor de US\$186.44 millones.
- Por concepto de intereses corrientes, al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, se tenía un balance pendiente de US\$9.28 millones. Para el mes de enero se recibieron facturas por valor de US\$3.38 millones, de las cuales fueron pagados US\$0.41 millones, quedando pendiente US\$2.97 millones. El Balance total al 31 de enero de 2009 asciende a US\$12.25 millones. Así mismo, por concepto de intereses no corrientes (Deuda congelada), los generadores facturaron en el mes de enero, la suma de US\$1.26 millones, los cuales no fueron pagados.
- Las empresas distribuidoras tienen un balance pendiente de pago por Compra de Energía con la CDEEE, conciliado al 31 de diciembre de 2008, por valor de US\$33.50 millones.
- La CDEEE les facturó a las empresas distribuidoras en el mes de enero de 2009, un monto de US\$26.67 millones, de los cuales fue pagada la suma de US\$1.24 millones, quedando un balance pendiente de US\$25.43 millones. Para un balance total pendiente al 31 de enero de 2009, por valor de US\$58.93 millones.
- Por concepto de Intereses Corriente, al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, se tiene un balance de US\$7.18 millones. En el mes de enero la CDEEE le facturó un monto de US\$ 0.43 millones, el cual no fue pagado, para un balance total, al 31 de enero de 2009 de US\$ 7.61 millones.
- Los Intereses No Corrientes, presentan un balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, de US\$81.27 millones. En enero fueron facturados por este concepto la suma de US\$1.11 millones para un total de US\$82.38 millones, en el referido mes no se registraron pagos por este concepto.
- Para el mes de enero de 2009, el Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) mensual fue de 64.39%, lo que representó una disminución de 2.72 puntos porcentuales, en relación a las metas programadas, que eran de 67.10%. EdeSur, fue la Distribuidora que alcanzó el CRI más alto, con 65.85%, seguida por EdeEste con 63.84% y finalmente EdeNorte con 63.12%.
- En lo referente al Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) promedio semestral, para el mes de enero de 2009, el mismo se situó en 66.80%, presentando un aumento de 1.97 puntos porcentuales con respecto al CRI programado de 64.83%. EdeSur fue la distribuidora de



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

mejor desempeño con un CRI de 68.67%, EdeEste con 67.97%, EdeNorte, que alcanzó un CRI, situado en 63.90%.

- Las tarifas aplicadas e indexadas para el mes de enero de 2009, fueron establecidas por la SIE, mediante Resolución SIE-102-2008. Estas tarifas fueron indexadas de acuerdo a las variables correspondientes al mes de noviembre de 2008: CPI, Tasa de Cambio, Precio del Combustible Fuel Oil No. 6, Carbón Mineral, Gas Natural e Índice de Cobranza.
- El promedio del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa del Sistema Principal durante el mes de enero del 2009, en barra de referencia Palamara 138 KV, alcanzó un valor de 2,814.78 RD\$/MWh, para una disminución de 167.91 RD\$/MWh, en relación al mes de diciembre de 2008. Se produjo una disminución de 1.78 RD\$/KW-mes en el Costo Marginal de potencia, al pasar de 276.85 RD\$/KW-mes en diciembre de 2008, hasta 275.07 RD\$/KW-mes en enero de 2009 y un aumento de 4.98 RD\$/KWh-mes en el Derecho de Conexión, al pasar de 106.53 RD\$/KWh-mes en diciembre de 2008 hasta 111.51 RD\$/KWh-mes en enero de 2009.
- Las Empresas Distribuidoras experimentaron en sus gastos operacionales un aumento de RD\$261.81 millones, equivalentes a un 32.51% de lo programado. Las tres empresas Distribuidoras, en conjunto aumentaron sus gastos operacionales en RD\$125.32 millones, equivalentes a un 21.01%.
- La plantilla de personal de las Empresas Distribuidoras ascendió a 5,532 empleados, presentando una disminución neta de dos (2) empleados, en relación a los 5,534 empleados existentes en el mes de diciembre de 2008.
- El gasto de capital de las Empresas Distribuidoras, para el mes de enero de 2009, ascendió a RD\$326.97 millones, para un aumento neto de RD\$17.39 millones, en relación a los RD\$309.58 millones programados, representando un aumento de un 5.62%.

CDEEE

- Las compras de energía realizada por la CDEEE en el mes de enero ascendieron a US\$23.64 millones. De esta facturación US\$22.64 millones, que representan un 95.75%, corresponden a los IPP'S y US\$1.01 millones, un 4.25%, a los demás generadores.
- Los pagos realizados en el mes ascendieron a US\$24.89 millones, distribuidos en \$17.64 millones a los IPP's, correspondiendo de estos US\$12.50 millones a la Generadora San Felipe y US\$5.14 millones a la Generadora Cogentrix, como abono a las facturaciones de los meses anteriores. Los US\$7.24 millones restantes corresponden a abonos a facturación de meses anteriores de los demás generadores.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

- La CDEEE presenta un balance pendiente de pago, por valor de US\$110.10 millones, correspondiendo US\$41.29 millones a los IPP'S y US\$68.81 millones a los demás generadores.
- De su parte, la CDEEE facturó por venta de energía, un monto de US\$30.17 millones. Durante el mes de enero fueron cobrados US\$42.03 millones, correspondiendo US\$41.56 millones a los montos cedidos por CDEEE a las Distribuidoras para pago Deuda a los Generadores, y US\$0.47 millones al referido mes. El balance por cobrar al 31 de enero ascienda a US\$71.83 millones.
- La CDEEE aumento sus gastos operacionales en RD\$136.49 millones, equivalentes a un 65.32% con relación a lo programado.
- La cantidad de empleados para la CDEEE ascendió a 2,757 empleados, presentando un aumento de doscientos cincuenta y dos (252) empleados en relación a los 2,505 empleados del mes de diciembre de 2008.

EGEHID

- La Empresa de Generación Hidroeléctrica (EGEHID), programó una generación de energía de 134.09 GWh, ejecutándose 115.93 GWh, para una disminución de 18.16 GWh, equivalentes a 13.54% en relación a lo programado. En términos monetarios, la energía programada ascendía a RD\$566.12 millones y el valor ejecutado ascendió a RD\$406.22 millones, para una disminución de RD\$159.90 millones, equivalentes a un 28.24%.
- Esta empresa programó recibir ingresos por un monto de RD\$566.12 millones, mientras que ejecutó la suma de RD\$140.48 millones, equivalentes a US\$3.97 millones, para una disminución de RD\$425.65 millones, equivalentes a un 75.19% de lo programado.
- Los egresos del mes ascendieron a US\$2.30 millones, lo que generó un superávit de US\$1.67 millones.
- EGEHID disminuyó sus gastos operacionales en RD\$224.14 millones, equivalentes a un 73.35% con respecto a lo programado.
- La cantidad de empleados para el mes de enero de 2009 fue de 955, mostrando una disminución de dos (2) empleados con relación a los 957 del mes de diciembre de 2008.
- Los gastos de capital de EGEHID ejecutados durante el mes de enero de 2009, ascendieron a RD\$1,558.50 millones, presentando un aumento de RD\$1,277.04 millones en relación al monto programado de RD\$281.46 millones



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

ETED

- Para ETED, los ingresos por peaje de transmisión programados ascendían a RD\$218.84 millones, de los cuales fueron ejecutados RD\$70.25 millones, equivalentes a US\$1.99 millones, para una disminución de RD\$148.60 millones, equivalentes a un 67.90% de lo programado.
- Los egresos fueron de US\$1.84 millones, lo que generó un Superávit de US\$0.14 millones.
- ETED registró una disminución en sus gastos operacionales de RD\$153.00 millones, equivalentes al 70.10% de lo programado.
- El personal de ETED fue de 829 empleados, para una reducción de un (1) empleado con relación al mes anterior.
- ETED ejecutó Gastos de Capital ascendentes a RD\$39.76 millones, mostrando una disminución de RD\$130.51 millones con respecto a los RD\$170.27 millones programados, para un 76.55%.

UERS y PRA

- La CDEEE transfirió a la UERS la suma de US\$1.70 millones, correspondientes al 20% del FONPER y otros, mientras que los egresos fueron de US\$1.09 millones, lo que generó un superávit de US\$0.61 millones.
- Los ingresos ascendieron a US\$0.20 millones, correspondientes los cobros de la energía servida en los barrios PRA y otros, mientras que los egresos fueron de US\$0.34 millones, lo que generó un déficit de US\$0.14 millones, quedando por debajo del déficit programado para ese mes de US\$1.16.

FINANCIAMIENTO DÉFICIT OPERACIONAL

- **Las Transferencias Gubernamentales**, fueron programadas para el mes de enero 2009 por un monto de US\$53.87 millones, mientras que el monto total transferido por el Gobierno, ascendió a US\$11.68 millones, equivalentes a RD\$413.63 millones, correspondiendo US\$3.84 millones, equivalentes RD\$316.10 millones como abono al déficit de caja y PRA del mes de Enero 2009 y US\$7.85 millones, como abono a la facturación de energía de las Instituciones Gubernamentales No Cortables (IGNC). La tasa de cambio promedio usada fue de RD\$35.4021/US\$.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

1. INTRODUCCIÓN

Luego de la crisis financiera del pasado año, como consecuencia de los altos precios de los combustibles, el sector eléctrico dominicano en el 2009, espera consolidar los resultados obtenidos en el periodo 2005-2008, en especial los del área de distribución, ante las perspectivas generadas por la caída de los precios internacionales del petróleo, para lo cual se ha elaborado el Plan de Acción 2009, conteniendo el conjunto de medidas a implementar, de manera simultánea en las áreas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como las metas a alcanzar en cada una de ellas.

Entre las actividades mas destacadas se encuentran, el programa de reducción de pérdidas y mejora de las cobranzas de las Empresas Distribuidoras; el desmonte y focalización del PRA; la aplicación de la Ley Antifraude y de la tarifa indexada; construcción de nuevos proyectos de electrificación rural; expansión del sistema de transmisión; construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, instalación de generación térmica y de fuentes renovables; así como el fortalecimiento de las instituciones que conforman el Sector.

Es importante destacar, que varias de estas actividades fueron acogidas dentro de las propuestas de medidas consensuadas en la Mesa de Electricidad, Hidrocarburos y Energía Renovables en la recién finalizada Cumbre por la Unidad Nacional frente a la Crisis Económica Mundial, para ser implementadas a más tardar en junio del 2010.

Para dar seguimiento a las acciones indicadas en el referido plan, la CDEEE mantiene un monitoreo permanente sobre el desempeño del Sector, con la finalidad de verificar el cumplimiento efectivo de las mismas, así como para identificar problemas y toma de decisiones, a fin de que se puedan alcanzar los objetivos establecidos.

A estos fines se analizan las ejecutorias mensuales de las diferentes entidades que componen el sector, así como el flujo de aportes del Gobierno Central, consignados en el Presupuesto de Ingresos y Ley de Gastos Públicos del año 2009, con el propósito de garantizar que los mismos sean utilizados para el pago de la compra de energía a los generadores y las inversiones contempladas dentro del Plan de Acción.

Tal como se establece en los procedimientos, las Unidades de Análisis de Distribución, de Generación y Financiero-Administrativo de la CDEEE, realizan el análisis indicado anteriormente, detallando la gestión de las empresas del sector en el mes de enero de 2009, el cual se presenta en este Informe de Desempeño.

Este informe se remite a las instituciones indicadas más abajo con el objetivo de que las mismas conozcan sobre el desempeño del sector.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Organismos Multilaterales:

- Fondo Monetario Internacional (FMI)
- Banco Mundial (BM)
- Banco Interamericano de Desarrollo

Comité de Monitoreo Trimestral:

- Firma Adam Smith
- Dr. Juan Tomás Monegro – Secretaría de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo
- Lic. Edgar Victoria – Secretaría de Estado de Hacienda

Comité de Recuperación del Sector Eléctrico:

- Vicepresidencia Ejecutiva CDEEE
- Superintendencia de Electricidad
- Comisión Nacional de Energía

Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana:

- Ing. Rafael Suero Miliano, Administrador EGEHID.

Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana:

- Ing. Julián Santana Araujo, Administrador ETED.

Otras Instituciones:

- Banco Central
- Secretaría de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo
- Secretaría de Estado de Hacienda
- Consejo Nacional de la Empresa Privada (CONEP)



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

2. GESTIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y CDEEE

2.1. COMPRA DE ENERGÍA

2.1.1. Compras de Energía para Zonas No-PRA y PRA

Para suplir la demanda de los sectores que cada una de ellas gestionan, las Empresas Distribuidoras programaron compras de energía para el mes de Enero de 2009 por 814.44 GWh. De estas compras, 709.64 GWh (un 87.13%) serían destinados a cubrir la demanda de las Zonas No PRA y 104.81 GWh (un 12.87%) para las Zonas PRA.

Las Ede's adquirieron 813.59 GWh, para una disminución neta con respecto a lo programado de 0.85 GWh, equivalentes a un 0.10%. La distribución de la energía comprada fue de 718.79 GWh (un 88.35%) para la demanda de los sectores No PRA y 94.81 GWh (un 11.65%) para los sectores PRA.

La energía comprada para los sectores No PRA, experimentó un aumento de 9.15 GWh respecto a lo programado, equivalentes a un 1.29%. En cuanto a la energía comprada para las Áreas PRA, ésta disminuyó en 10.00 GWh, equivalentes a un 9.54% en relación a lo programado, superior a los 5.73 GWh establecido en el desmonte.

Ver detalles en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 01
Compras de Energía en Zonas No-PRA y PRA por Empresa Distribuidora.
Enero 2009
(En GWh)

Empresa Distribuidora	Tipo de Area	Compras		Variaciones	
		Programadas	Ejecutadas	Absoluta	Relativa %
EdeNorte	No PRA	242.63	242.33	(0.30)	(0.12)
	PRA	15.29	12.93	(2.36)	(15.42)
Sub-total		257.92	255.26	(2.66)	(1.03)
EdeSur	No PRA	267.19	277.80	10.61	3.97
	PRA	43.92	38.91	(5.00)	(11.39)
Sub-total		311.10	316.71	5.61	1.80
EdeEste	No PRA	199.82	198.66	(1.16)	(0.58)
	PRA	45.60	42.96	(2.64)	(5.79)
Sub-total		245.42	241.62	(3.80)	(1.55)
Total Area	No PRA	709.64	718.79	9.15	1.29
	PRA	104.81	94.81	(10.00)	(9.54)
Total General		814.44	813.59	(0.85)	(0.10)



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

El análisis de las compras por Empresa Distribuidora, muestra el siguiente comportamiento:

- **EdeNorte** disminuyó sus compras de energía en 2.66 GWh, representando un 1.03% respecto a lo programado. Esta cantidad es el resultado de la reducción en la compra de energía de las Zonas No PRA, ascendente a 0.30 GWh, equivalentes a un 0.12% en relación a la programación, así como, una reducción en 2.36 GWh para las Zonas PRA, representando un 15.42% de lo programado.
- **EdeSur** experimentó un aumento neto en sus compras de energía de 5.61 GWh. Para las Zonas No PRA, las compras de energía aumentaron en 10.61 GWh, para un 3.97% de lo proyectado, en tanto que para las Zonas PRA, se produjo una disminución de 5.00 GWh, para un 11.39% con respecto a la programación.
- **EdeEste**, en relación a lo programado, registró una disminución en sus compras de energía de 3.80 GWh, equivalentes a un 1.55%. Las zonas No PRA redujeron sus compras en 1.16 GWh, equivalentes a un 0.58%, en tanto que las Zonas PRA disminuyeron en 2.64 GWh, equivalentes a un 5.79%.

Se puede observar, que durante este mes, las tres Distribuidoras realizaron retiros de energía superiores a los ejecutados el mismo mes de los años anteriores.

De los cuadros Nos. 1 y 2, se puede apreciar que durante el mes de enero de 2009, la energía total retirada de acuerdo a las Distribuidoras, fue mayor en 1.08 GWh, que la energía reportada por el Organismo Coordinador. EdeSur fue la distribuidora que más contribuyó para el aumento indicado, con 0.96 GWh, seguida de EdeEste con 0.14 GWh. EdeNorte, sin embargo, reportó 0.02 GWh menos que el Organismo coordinador.

De acuerdo a las informaciones del organismo Coordinador (OC), la evolución de la energía retirada por las Empresas Distribuidoras, durante el mes de enero del período 2005 - 2009, es la que se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 02
Evolutivo de Energía Retirada por las Empresas Distribuidoras
en el Mes de Enero de los Años 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009.
(GWh)

Enero	Empresa	2005	2006	2007	2008	2009
	EdeNorte	214.28	214.44	230.75	248.00	255.28
	EdeSur	245.65	259.91	272.82	296.18	315.75
	EdeEste	220.17	236.65	233.93	235.99	241.48
	Totales	680.10	711.00	737.51	780.17	812.51

Fuente: Organismo Coordinador



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

2.1.2. Retiros de Energía de las Empresas Distribuidoras por Contratos y en el Mercado Spot

De acuerdo al Organismo Coordinador, el retiro total de energía para el mes de enero de 2009 fue de 812.51 GWh. EdeSur fue la distribuidora de mayor participación, con un 38.86%, seguida de EdeNorte y de EdeEste, cuyos retiros representaron un 31.42% y 29.72%, respectivamente.

De este total de energía retirada, el 91.37% se realizaron a través del mercado de contratos y 8.63% en el Mercado Spot.

EdeSur realizó compras en el Mercado de Contratos por 348.47 GWh y solo suministró a sus clientes 315.75 GWh, el excedente de 32.71 GWh, fue comercializado por esta empresa en el Mercado Spot. EdeNorte ejecutó el 91.03% de sus compras en el Mercado de Contratos y 8.97% en el Spot, para el caso de EdeEste, la distribución fue de un 72.73% y 27.27%, en los respectivos mercados.

El cuadro a continuación, muestra la composición porcentual de la compra de energía por Empresa Distribuidora, en sus modalidades de Contrato y Spot, para el mes de enero de 2009.

Cuadro No. 03
Detalle Energía Comprada por Contrato y Spot. Enero 2009
(En GWh y en %)

Enero	Empresa	Mercado Contrato	%	Mercado Spot	%	Compra Total
	EdeNorte	232.39	91.03	22.89	8.97	255.28
	EdeSur	348.47	110.36	(32.71)	(10.36)	315.75
	EdeEste	175.63	72.73	65.86	27.27	241.48
	Totales	756.48	91.37	56.03	8.63	812.51

2.1.3. Valor de Compras de Energía para Zonas No - PRA y PRA

Las Empresas Distribuidoras programaron compras de energía para el mes de enero de 2009 por un monto ascendente a RD\$3,500.57 millones, de los cuales RD\$3,043.23 millones (un 86.94%) corresponderían a la energía de las Zonas No PRA y RD\$457.35 millones (un 13.06%) para las Zonas PRA. El valor de la energía adquirida totalizó RD\$3,808.20 millones, para un aumento de RD\$307.62 millones, equivalentes a un 8.79% de lo programado. La distribución entre las Zonas No PRA y PRA fue de RD\$3,406.22 millones (un 89.44%) y RD\$401.97 millones (un 10.56%), respectivamente. Las compras para las Áreas No PRA, registraron un aumento de RD\$362.99 millones en relación a lo programado, representando un 11.93%. La energía comprada para los sectores PRA, se redujo con respecto a lo programado en RD\$55.37 millones, equivalentes a un 12.11%.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Ver detalles por distribuidora en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 04
Valor Compras de Energía en Zonas No-PRA y PRA por Empresa Distribuidora
Enero 2009
(En Millones de RD\$)

Empresa Distribuidora	Tipo de Area	Compras		Variaciones	
		Programadas	Ejecutadas	Absoluta	Relativa %
EdeNorte	No PRA	986.06	1,047.57	61.51	6.24
	PRA	62.13	54.82	(7.31)	(11.76)
Sub-total		1,048.19	1,102.40	54.20	5.17
EdeSur	No PRA	1,163.25	1,196.67	33.42	2.87
	PRA	191.20	164.99	(26.21)	(13.71)
Sub-total		1,354.45	1,361.66	7.21	0.53
EdeEste	No PRA	893.92	1,161.98	268.06	29.99
	PRA	204.02	182.16	(21.86)	(10.71)
Sub-total		1,097.93	1,344.14	246.21	22.42
Total Area	No PRA	3,043.23	3,406.22	362.99	11.93
	PRA	457.35	401.97	(55.37)	(12.11)
Total General		3,500.57	3,808.20	307.62	8.79

Las compras realizadas por Empresa Distribuidora mostraron el comportamiento siguiente:

- **EdeNorte** presentó un aumento neto en el valor de sus compras de energía de RD\$54.20 millones, representando un 5.17% con respecto a lo programado. Esta cantidad comprende un aumento de RD\$61.51 millones para la Zona No PRA, equivalentes a un 6.24% de la programación y una disminución de RD\$7.31 millones para la Zona PRA, para un 11.76% de lo programado.
- **EdeSur** registró un aumento neto en el valor de sus compras de energía de RD\$7.21 millones, para un 0.53% en relación a lo programado. Para las Zonas No PRA, este valor aumentó en RD\$33.42 millones, para un 2.87% de lo proyectado, y las Zonas PRA disminuyeron en RD\$26.21 millones, para un 13.71% con respecto a la programación.
- **EdeEste**, en relación al valor programado, registró un aumento neto ascendente a RD\$246.21 millones en el valor de sus compras de energía, equivalentes a un 22.42%. Las Zonas No PRA, aumentaron su valor en RD\$268.06 millones con respecto a lo programado, para un 29.99% y las Zonas PRA, disminuyeron su valor en RD\$21.86 millones, monto que representó un 10.71% del valor programado, como resultado de comprar menor cantidad de energía.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

2.1.4. Costo Unitario de la Energía Comprada por las Distribuidoras.

Como se aprecia en el siguiente cuadro, los costos unitarios de compra de energía ejecutados por las Empresas Distribuidoras registraron aumentos con respecto a los programados, EdeEste registró el mayor incremento con RD\$1.74/KWh, seguida por EdeNorte con RD\$0.26/KWh y EdeSur con RD\$0.09/KWh, esto representó un variación relativa de 46.07%, 6.60% y 2.16%, respectivamente.

Cuadro No. 05
Costo de Compra de Energía por Distribuidora. Enero 2009
(En RD\$/KWh)

Empresa Distribuidora	Costo de Compra Programado (RD\$/kWh)	Costo de Compra Ejecutado (RD\$/kWh)	Variaciones	
			Absoluta	Relativa %
EdeNorte	3.91	4.17	0.26	6.60
EdeSur	4.09	4.18	0.09	2.16
EdeEste	3.78	5.53	1.74	46.07

El cuadro a continuación presenta la variación del Costo Unitario del mes de enero de 2009, con respecto al mes de diciembre de 2008.

Cuadro No. 06
Variación del Costo Unitario de Compra de Energía. Enero 2009
(Ejecutado Mes Actual Vs. Mes Anterior)

Empresa Distribuidora	Costo de Compra Ejecutado (RD\$/kWh)		Variaciones	
	Dic-08	Ene-09	Absoluta	Relativa %
EdeNorte	5.20	4.17	(1.02)	(19.72)
EdeSur	4.92	4.18	(0.74)	(15.08)
EdeEste	4.78	5.53	0.74	15.54

El costo unitario de compra de energía registró disminuciones para las empresas distribuidoras EdeNorte y EdeSur, mientras que EdeEste presentó un aumento con relación al referido mes. En términos de empresas, EdeNorte presentó la mayor disminución, con RD\$1.02/KWh, para un 19.72%, seguida de EdeSur con RD\$0.74/KWh para un 15.08%. EdeEste, por su parte mostró un incremento de RD\$0.74/KWh, equivalentes a una variación relativa de 15.54%.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

2.2. INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA

2.2.1. EdeNorte Dominicana, S.A.

EdeNorte programó para el mes de enero de 2009, ingresos por venta de energía ascendentes a RD\$970.59 millones, de los cuales fueron ejecutados RD\$806.67 millones, para una reducción de RD\$163.92 millones, equivalentes a un 16.89%, respecto a lo programado.

Ver detalles de los ingresos en el cuadro mostrado a continuación:

Cuadro No. 07
Ingresos por Venta de Energía EdeNorte. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Ventas Programadas	Ventas Ejecutadas	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Sectores No PRA	857.54	695.59	(161.95)	(18.89)
	Sectores PRA	11.04	10.52	(0.52)	(4.75)
	No Cortables	80.00	78.08	(1.92)	(2.40)
	Especializados:				
	- Ayuntamientos	22.00	22.48	0.48	2.18
	Total EdeNorte	970.59	806.67	(163.92)	(16.89)

Los cobros ejecutados por venta de energía en las Zonas No PRA, ascendieron a RD\$695.59 millones, para una disminución situada en RD\$161.95 millones, con relación a los RD\$857.54 millones estimados por ese concepto. Relativamente, este monto equivale a un 18.89%.

Para las Zonas PRA, los cobros alcanzaron la suma de RD\$10.52 millones, para una disminución de RD\$0.52 millones con respecto a los RD\$11.04 millones programados, para una variación relativa de un 4.75%. Esta programación representa el cobro del 25% de la energía suministrada en las Zonas PRA.

EdeNorte registró ingresos por energía suministrada a las Instituciones Gubernamentales No Cortables, por un monto de RD\$78.08 millones, mostrando una disminución de RD\$1.92 millones, equivalentes a un 2.40%, en relación al monto programado de RD\$80 millones. Asimismo, registró ingresos de RD\$22.48 millones, por suministro de energía a los ayuntamientos, para un aumento de RD\$0.48 millones, con respecto al valor programado de RD\$22.00 millones. La variación relativa fue de un 2.18%.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

2.2.2. EdeSur Dominicana, S.A.

De los RD\$1,274.04 millones proyectados por EdeSur como ingresos por venta de energía para el mes de enero de 2009, fueron ejecutados RD\$1,118.42 millones, lo que representó una disminución neta de RD\$155.62 millones, equivalentes a un 12.21% de los ingresos programados.

Detalles de los ingresos se presentan en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 08
Ingresos por Venta de Energía Edesur. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Ventas Programadas	Ventas Ejecutadas	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Sectores No PRA	1,215.41	1,014.26	(201.15)	(16.55)
	Sectores PRA	21.20	15.29	(5.91)	(27.89)
	No Cortables	0.00	83.59	83.59	100.00
	Especializados:				
	- Ayuntamientos	37.43	5.28	(32.15)	(85.89)
	Total EdeSur	1,274.04	1,118.42	(155.62)	(12.21)

Para el mes antes mencionado, los cobros ejecutados por venta de energía en las Zonas No PRA, ascendieron a RD\$1,014.26 millones, para una disminución de RD\$201.15 millones, en relación a los RD\$1,215.41 millones estimados para ese concepto. Relativamente, este monto equivale a un 16.55%.

Para las Zonas PRA, los cobros alcanzaron la suma de RD\$15.29 millones, para una reducción de RD\$5.91 millones, equivalentes a un 27.89%, en relación a los RD\$21.20 millones programados. Estos cobros representan el 25% de la energía suministrada en las Zonas PRA.

EdeSur registró ingresos por energía suministrada a las Instituciones Gubernamentales No Cortables, ascendentes a RD\$83.59 millones, mostrando un aumento igual al indicado monto, ya que esta partida de ingreso no fue programada. Asimismo, registró ingresos de RD\$5.28 millones, por suministro de energía a los ayuntamientos, para una disminución RD\$32.15 millones, con respecto al valor programado de RD\$32.15 millones. La variación relativa fue de un 85.89%.

2.2.3. Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)

Esta empresa programó recibir ingresos por concepto de venta de energía ascendentes a RD\$898.49 millones, de los cuales ejecutó un total de RD\$770.16 millones, para una disminución neta de RD\$128.33 millones, equivalentes a un 14.28% del monto estimado para ese mes.

Ver detalles de los ingresos en el cuadro mostrado a continuación:



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Cuadro No. 09
Ingresos por Venta de Energía EdeEste. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Ventas Programadas	Ventas Ejecutadas	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Sectores No PRA	785.23	648.67	(136.56)	(17.39)
	Sectores PRA	28.09	21.66	(6.43)	(22.90)
	No Cortables	85.16	99.83	14.67	17.23
	Especializados:				
	- Ayuntamientos	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total EdeEste	898.49	770.16	(128.33)	(14.28)

Los cobros por venta de energía en las Zonas No PRA ascendieron a RD\$648.67 millones, disminuyendo RD\$136.56 millones en relación a los RD\$785.23 millones proyectados. Relativamente, esta disminución equivale a un 17.39%.

Los cobros realizados en las Zonas PRA alcanzaron la suma de RD\$21.66 millones, mostrando una reducción de RD\$6.43 millones en relación a los RD\$28.09 millones programados, equivalentes a un 22.90%. Estos cobros representan el 25% de la energía suministrada en las Zonas PRA.

EdeEste registró ingresos por energía suministrada a las Instituciones Gubernamentales No Cortables, ascendentes a RD\$99.83 millones, mostrando un aumento de RD\$14.67 millones en relación a los RD\$85.16 millones programados, equivalentes a un 17.23%. Esta empresa no programó ni registró ingresos por suministro de energía a los ayuntamientos.

2.2.4. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

Para el mes de enero de 2009, la **CDEEE** programó ingresos por RD\$623.17 millones, recibiendo durante el referido mes la suma de RD\$857.82 millones, para un aumento neto de RD\$234.65 millones, equivalentes a un 37.65% del total de ingresos programados.

Detalles de los ingresos se presentan en el cuadro siguiente:



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Cuadro No. 10
Ingresos de Transmisión y Venta de Energía CDEEE. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Ingresos Programados	Ingresos Ejecutados	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Peaje de Transmisión	0.00	0.00	0.00	0.00
	Energía	586.10	849.64	263.54	44.96
	Cobros PRA	37.07	7.07	(30.00)	(80.93)
	Clientes Alto Bandera	0.00	0.59	0.59	100.00
	Otros Ingresos	0.00	0.53	0.53	100.00
	Total CDEEE	623.17	857.82	234.65	37.65

Como se aprecia, el comportamiento indicado se debió a los ingresos por venta de Energía, los cuales aumentaron en RD\$263.54 millones, equivalentes a un 44.96% de lo programado. La partida Cobros PRA mostró una reducción de RD\$30.00 millones con respecto al monto proyectado, para una variación relativa de 80.93.

2.2.5. Transferencias del Gobierno a las Distribuidoras y la CDEEE para Cubrir Déficit de Caja, Identificando los Montos Destinados a Inversión

Para el mes de enero de 2009, las Empresas Distribuidoras y la CDEEE estimaron recibir, según el Plan de Acción del año 2009, recursos del Gobierno Central por unos US\$53.87 millones, equivalentes a RD\$2,001.34 millones. De este monto, US\$45.54 millones, equivalentes a RD\$1,691.76 millones, cubrirían el Déficit Corriente de Caja de las Empresas Distribuidoras, de la CDEEE y el subsidio del PRA a las Empresas Distribuidoras y US\$8.33 millones, equivalentes a RD\$309.58 millones, estarían destinados a las Inversiones. La tasa de cambio usada fue de RD\$37.1500 por US\$.

Ver distribución por empresa en el cuadro a continuación:

Cuadro No.11
Programación del Déficit por Distribuidora y CDEEE. Enero 2009
(En Millones de US\$)

Concepto	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	CDEEE	Total	Equiv. En RD\$
Deficit Corriente y PRA	6.72	4.25	9.94	24.64	45.54	1,691.76
Sub-Total	6.72	4.25	9.94	24.64	45.54	1,691.76
Inversiones	2.78	2.78	2.78	0.00	8.33	309.58
Total	9.49	7.02	12.72	24.64	53.87	2,001.34

Tasa de Cambio US\$37.1500



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Durante el mes de Enero de 2009, el Gobierno realizó un (1) desembolso por un total de US\$3.84 millones, equivalentes a RD\$136.10 millones, como abono del Déficit Corriente de Caja y el subsidio del PRA de las Empresas Distribuidoras del mes de enero 2009. La tasa de cambio promedio usada fue de RD\$35.4783/US\$.

Ver distribución por empresa y concepto en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 12
Transferencias del Gobierno Recibidas en Enero de 2009
(Millones de US\$)

Concepto	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	CDEEE	Total	Equiv. En RD\$
Deficit Corriente y PRA	1.23	0.78	1.82	0.00	3.84	136.10
Sub-Total	1.23	0.78	1.82	0.00	3.84	136.10
Inversiones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	1.23	0.78	1.82	0.00	3.84	136.10

Tasa de Cambio US\$35.4783

Este monto represento una disminución de US\$50.03 millones, equivalentes a 92.87% del monto programado.

Además, se recibió un (1) desembolso por un monto de RD\$277.53 millones, equivalentes a US\$7.85 millones, correspondiente al consumo de energía de las Instituciones Gubernamentales No Cortables (IGNC), calculados a una tasa promedio de RD\$35.3648/US\$.

Ver distribución por empresa y concepto en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 13
Resumen Transferencias Distribuidas por Empresa. Enero 2009
(En Millones de US\$ y RD\$)

Empresa	Déficit de Caja-PRA - Enero 09	No Cortables	Total US\$	Total Equivalentes RD\$
EdeNorte	1.23	2.21	3.44	121.81
EdeSur	0.78	2.82	3.60	127.27
EdeEste	1.82	2.82	4.65	164.54
CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00
Totales	3.84	7.85	11.68	413.63

Tasa de Cambio Promedio: RD\$35.4021/US\$



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

2.3. EGRESOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y LA CDEEE.

2.3.1. Pagos Compra de Energía por Empresa Distribuidora y la CDEEE.

Debido al alza en el precio del petróleo y sus derivados durante el año 2008, las Empresas Distribuidoras acumularon deudas con las Empresas Generadoras y la CDEEE, por concepto de Compra Venta de Energía, Reliquidaciones, Intereses Corrientes y No Corrientes, las cuales no pudieron ser pagadas durante ese año.

Para honrar estos compromisos, en fecha 31 de diciembre de 2008, el Gobierno Central, amparado en la Ley No. 490-08 autorizó la emisión de bonos por un monto de US\$250.00 millones, con los cuales las Distribuidoras realizaron los pagos a los Generadores.

Asimismo, la CDEEE para contribuir con la sostenibilidad financiera del sector, inició un Proceso de Cesión de Crédito, con Ege-Haina, Ege-Itabo y Monterío, mediante el cual la CDEEE, cede parte de sus Cuentas por Cobrar con estos Generadores, a las Distribuidoras EdeNorte, Edesur y Este, como abono a la deuda acumulada durante ese período.

Para tales fines, Las Empresas Distribuidoras y la CDEEE procedieron a conciliar la Deuda Corriente del 2008 por concepto de Compra-Venta de Energía, Reliquidaciones, Intereses Corrientes y No Corrientes, para obtener un balance cortado al 31 de diciembre de 2008.

El monto Total acreditado a la Deuda Corriente, asciende a US\$291.56 millones, de los cuales US\$41.56 millones corresponden a los montos cedidos por la CDEEE a las Distribuidoras y US\$250.00 millones a los Bonos del Gobierno.

A. EdeNorte Dominicana, S.A.

Deuda Corriente con los Generadores:

El balance pendiente de pago por **Compra de Energía** con los generadores, conciliado al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía **US\$111.46 millones**, a este monto le fue rebajado la suma de **US\$93.30 millones**, de los cuales **US\$5.80 millones** fueron cedidos por la CDEEE, y **US\$87.50 millones** en Bonos emitidos por el Gobierno, quedando un Balance pendiente de pago de **US\$18.17 millones**.

En el mes de enero de 2009, EdeNorte recibió facturas por compra de energía, por un monto de **US\$25.24 millones**, de los cuales se pagaron **US\$1.98 millones** quedando un balance pendiente de **US\$ 23.26 millones**.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

El Balance Total pendiente al 31 de enero de 2009, asciende a **US\$ 41.43 millones**.

Intereses Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$3.23 millones**, no se realizaron pagos por este concepto. En el mes de enero se recibieron facturas por un monto de **US\$0.58 millones**, quedando un balance total pendiente de **US\$3.82 millones**.

Intereses No Corrientes, se recibieron facturas durante el mes de enero de 2009 por **US\$0.08 millones**, no se realizaron pagos por este concepto.

Deuda Corriente de EdeNorte con la CDEEE:

El balance pendiente de pago por **Compra de Energía** con la CDEEE, conciliado al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía **US\$0.17 millones**.

Esta empresa recibió facturas en el mes de enero de 2009 por **US\$5.81 millones**, de los cuales fue pagada la suma de **US\$1.23 millones**, quedando un balance pendiente de **US\$4.58 millones**.

El Balance Total pendiente al 31 de enero de 2009, asciende a **US\$ 4.75 millones**.

Intereses Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$3.30 millones**, no se realizaron pagos por este concepto. En el mes de Enero de 2009 no se recibieron facturas por este concepto.

Intereses No Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$55.72 millones**, no se realizaron pagos por este concepto.

B. EdeSur Dominicana, S.A.

Deuda Corriente con los Generadores

El balance pendiente de pago por **Compra de Energía** con los generadores, conciliado al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía **US\$134.73 millones**, a este monto le fue rebajado la suma de **US\$105.81 millones**, de los cuales **US\$18.31 millones** fueron cedidos por la CDEEE, y **US\$87.50 millones** en Bonos emitidos por el Gobierno, quedando un Balance pendiente de pago de **US\$ 28.92 millones**.

En el mes de enero de 2009, EdeSur recibió facturas por compra de energía, por un monto de **US\$33.04 millones**, de los cuales se pagaron **US\$ 1.03 millones** quedando un balance pendiente de **US\$32.01 millones**.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

El Balance Total pendiente al 31 de enero de 2009, asciende a **US\$ 60.93 millones**.

Intereses Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$0.88 millones**, no se realizaron pagos por este concepto. En el mes de enero se recibieron facturas por un monto de **US\$0.64 millones**, de estos se pagaron US\$0.02 millones, quedando un balance pendiente de **US\$0.62 millones**. El balance total al 31 de enero ascendió a **US\$1.50 millones**.

Intereses No Corrientes, se recibieron facturas durante el mes de enero de 2009 por **US\$0.04 millones**, no se realizaron pagos por este concepto.

Deuda Corriente de EdeSur con la CDEEE

El balance pendiente de pago por **Compra de Energía** con la CDEEE, conciliado al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$9.47 millones**.

Esta empresa recibió facturas en el mes de enero de 2009 por **US\$5.31 millones**, no realizándose pagos por este concepto.

El Balance Total pendiente al 31 de enero de 2009, asciende a **US\$ 14.78 millones**.

Intereses Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$3.13 millones**, no se realizaron pagos por este concepto.

Intereses No Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$23.47 millones**, no se realizaron pagos por este concepto.

C. Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste).

Deuda Corriente con los Generadores:

El balance pendiente de pago por **Compra de Energía** con los generadores, conciliado al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$155.57 millones**, a este monto le fue rebajado la suma de **US\$92.45 millones**, de los cuales **US\$17.45 millones** fueron cedidos por la CDEEE, y **US\$75.00 millones** en Bonos emitidos por el Gobierno, quedando un Balance pendiente de pago de **US\$ 63.12 millones**.

En el mes de enero de 2009, EdeEste recibió facturas por compra de energía, por un monto de **US\$22.31 millones**, de los cuales se pagaron **US\$1.34 millones** quedando un balance pendiente de **US\$20.97 millones**.

El Balance Total pendiente al 31 de enero de 2009, asciende a **US\$84.09 millones**.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Intereses Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$5.17 millones**, no se realizaron pagos por este concepto. En el mes de enero se recibieron facturas por un monto de **US\$2.15 millones**, de estos se pagaron US\$0.39 millones, quedando un balance pendiente de **US\$1.77 millones**. El balance total al 31 de enero ascendió a **US\$6.94 millones**.

Intereses No Corrientes, se recibieron facturas durante el mes de enero de 2009 por **US\$1.14 millones**, no se realizaron pagos por este concepto.

Deuda Corriente de EdeEste con la CDEEE

El balance pendiente de pago por **Compra de Energía** con la CDEEE, conciliado al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$23.85 millones**.

Esta empresa recibió facturas en el mes de enero de 2009 por **US\$15.55 millones**, de los cuales fueron pagados US\$0.01 millones, quedando un balance pendiente de **US\$15.54 millones**.

El Balance Total pendiente al 31 de enero de 2009, asciende a **US\$39.39 millones**.

Intereses Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$0.76 millones**, adicionalmente se recibieron facturas en el mes de Enero de 2009 por un monto de US\$0.43 millones, para un total US\$1.19 millones. En el mes de enero no se realizaron pagos por este concepto.

Intereses No Corrientes, el balance pendiente al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía a **US\$2.09 millones**, que sumados a los **US\$1.11 millones** facturados en enero 2009, totalizan **US\$3.19 millones**, en el referido mes no se registraron pagos por este concepto.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Cuadro No. 14
Facturación y Pagos por Compra de Energía
de las Distribuidoras a los Generadores, CDEEE, EGEHID y ETED
al 31 de Enero de 2009
(En Millones de US\$)

	Generador	Facturación			Pagos			Balance		
		Bice. Conciliado Al 31 Dic 2008	Ene-09	Total	Bice. Conciliado Al 31 Dic 2008	Ene-09	Total	Bice. Dic 2008	Ene-09	Total
Enero	AES Andrés	9.05	8.60	17.65	6.00	1.06	7.06	3.05	7.55	10.60
	CEPP	17.10	2.82	19.92	11.00	0.08	11.08	6.10	2.73	8.83
	TCC	22.43	4.51	26.94	20.00	0.19	20.19	2.43	4.32	6.75
	EGEHAINA	132.60	15.63	148.23	109.26	0.00	109.26	23.34	15.63	38.97
	EGEITABO	83.11	22.44	105.55	62.44	0.00	62.44	20.67	22.44	43.11
	PALAMARA	15.80	9.34	25.14	11.00	0.65	11.65	4.80	8.69	13.49
	MONTERIO	3.83	3.42	7.25	1.86	1.15	3.01	1.97	2.27	4.24
	METALDOM	10.83	2.11	12.94	7.00	0.01	7.01	3.83	2.10	5.93
	AES DPP	77.63	1.94	79.57	50.00	0.00	50.00	27.63	1.94	29.57
	EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CECUSA	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03
	LAESA	0.00	2.11	2.11	0.00	1.14	1.14	0.00	0.97	0.97
	EGEHID	29.39	7.15	36.54	13.00	0.00	13.00	16.39	7.15	23.54
	ETED	0.00	0.47	0.47	0.00	0.06	0.06	0.00	0.41	0.41
	Sub-Total	401.76	80.58	482.34	291.56	4.35	295.90	110.20	76.23	186.44
	CDEEE	33.50	26.67	60.17	0.00	1.24	1.24	33.50	25.43	58.93
	Total	435.26	107.25	542.51	291.56	5.59	297.15	143.70	101.66	245.37
Bice. Pend.		143.70	101.66	245.37						

D. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). Compra de Energía IPP'S y Demás Generadores.

La CDEEE recibió facturas por compra de energía, ascendentes a US\$23.64 millones, que sumados a los US\$111.35 millones pendientes de pago al 31 de Diciembre de 2008, totalizaron US\$134.99 millones. De la facturación del mes de Enero US\$22.64 millones, que representan un 95.75%, corresponden a los IPP'S y US\$1.01 millones, un 4.25%, a los demás generadores.

Se realizaron pagos por la suma de US\$24.89 millones, distribuidos en \$17.64 millones a los IPP's, correspondiendo de estos US\$12.50 millones a la Generadora San Felipe y US\$5.14 millones a la Generadora Cogentrix, destinados en su totalidad como abono a las facturaciones de los meses anteriores. Los US\$7.24 millones como abono de meses anteriores a las generadoras: Aes Andres, Falcondo, Monterio y Laesa.

El balance pendiente de pago, asciende a US\$110.10 millones, correspondiendo US\$41.29 millones a los IPP'S y US\$68.81 millones a los demás generadores.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Ver detalles en el cuadro siguiente:

Cuadro No.15
Facturación y Pagos por concepto de
Compra de Energía de CDEEE a los IPP's y Generadores
Al 31 de Enero de 2009
(En millones de US\$)

	Generador	Facturación			Pagos			Bice. Pendiente
		Bice. Mes Anterior	Ene-09	Total	Bice. Mes Anterior	Ene-09	Total	
Ene-09	Generadora San Felipe	23.63	14.80	38.43	12.50	0.00	12.50	25.93
	Cogentrix	12.67	7.83	20.51	5.14	0.00	5.14	15.36
	Sub-Total IPP's	36.30	22.64	58.94	17.64	0.00	17.64	41.29
	AES Andrés	1.29	0.09	1.38	0.04	0.00	0.04	1.34
	CEPP	0.91	0.00	0.91	0.00	0.00	0.00	0.91
	TCC	0.06	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.06
	EGEHAINA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	EGEITABO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	FALCONDO	20.34	0.00	20.34	7.00	0.00	7.00	13.34
	PALAMARA	0.02	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02
	MONTERIO	0.04	0.00	0.04	0.04	0.00	0.04	0.00
	METALDOM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	AES DPP	0.44	0.04	0.49	0.00	0.00	0.00	0.48
	LAESA	0.16	0.00	0.16	0.16	0.00	0.16	0.00
	EGEHID	51.18	0.26	51.44	0.00	0.00	0.00	51.44
	ETED	0.62	0.61	1.23	0.00	0.00	0.00	1.23
	Sub-Total Generadores	75.05	1.01	76.06	7.24	0.00	7.24	68.81
	Total General	111.35	23.64	134.99	24.89	0.00	24.89	110.10
	Balance Pendiente	86.47	23.64	110.10				

E. Cuentas por Cobrar de la CDEEE a las Empresas Distribuidoras y Generadoras

El balance por Cobrar de **Venta de Energía** con los Generadores y las Empresas Distribuidoras, conciliado al 31 de diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009, ascendía **US\$83.68 millones**.

La CDEEE facturó a las Empresas Distribuidoras y Generadoras un monto de US\$30.17 millones, que sumados a los US\$83.68 millones por cobrar al 31 de Diciembre de 2008, totalizaron US\$113.86 millones.

En el mismo mes fueron cobrados US\$42.03 millones, correspondiendo US\$41.56 millones, a las cesiones de crédito como abono al balance pendiente al 31 de diciembre de 2008 y US\$0.47 millones, como abono a la facturación del mes de Enero de 2009.

El Balance por Cobrar de US\$71.83 millones, se distribuye en US\$42.13 millones de balance pendiente por cobrar al 31 de diciembre de 2008 y US\$29.70 millones de la facturación del mes de enero de 2009. (Ver Anexo No. 8).



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

El cuadro a continuación, muestra la composición de las Cuentas por Cobrar de la CDEEE a las Empresas Distribuidoras y Generadoras, a la fecha antes indicada.

Cuadro No.16
Balance de Facturación Por Cobrar de CDEEE a las Distribuidoras
y a los Generadores
Al 31 de Enero del 2009
(Valores en Millones de US\$)

Generador	Facturado		Total	Cobros		Total Cobrado	Balance Pendiente de Cobro en US\$
	Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008	Ene-09		Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008	Ene-09		
EGEITABO	8.58	0.96	9.54	8.44	0.00	8.44	1.10
EGEHAIA	34.68	0.65	35.33	32.26	0.00	32.26	3.07
CEPP	4.78	0.99	5.77	0.00	0.00	0.00	5.77
PALAMARA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
METALDOM	0.00	0.47	0.47	0.00	0.47	0.47	0.00
TCC	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	0.00	0.08
MONTERIO	1.85	0.28	2.13	0.86	0.00	0.86	1.28
AES Andrés	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.06
AES DPP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MAXON	0.03	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.03
LAESA	0.23	0.00	0.23	0.00	0.00	0.00	0.23
Sub-Total	50.15	3.50	53.65	41.56	0.47	42.03	11.62
EDENORTE	0.17	5.81	5.98	0.00	0.00	0.00	5.98
EDESUR	9.47	5.31	14.78	0.00	0.00	0.00	14.78
EDEESTE	23.85	15.55	39.40	0.00	0.00	0.00	39.40
EGEHID	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ETED	0.03	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04
Sub-Total	33.54	26.67	60.21	0.00	0.00	0.00	60.21
Totales en US\$	83.68	30.17	113.86	41.56	0.47	42.03	71.83
Bice. Pendiente	42.13	29.70	71.83				

2.3.2. Gastos Operacionales.

2.3.2.1. EdeNorte Dominicana, S.A.

Para el mes de enero de 2009, los gastos operacionales de EdeNorte fueron estimados en RD\$190.41 millones (US\$5.13 millones). La ejecución de los mismos en el referido mes fue de RD\$216.20 millones, para un incremento neto de RD\$25.79 millones, equivalentes a un 13.55% en relación a lo programado.

Para el comportamiento descrito contribuyeron las partidas, Proveedores la cual muestra el mayor incremento con RD\$19.39 millones, equivalentes a un 19.08%, seguida por Impuestos y Personal con RD\$3.97 millones y RD\$2.90 millones, respectivamente, representando un 38.75% y 4.45% con relación al monto proyectado.

El siguiente cuadro presenta el detalle de las partidas mencionadas.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Cuadro No. 17
Gastos Operacionales de EdeNorte. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Gastos Programados	Gastos Ejecutados	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Personal	65.27	68.17	2.90	4.45
	Proveedores	101.63	121.02	19.39	19.08
	Impuestos	10.26	14.23	3.97	38.75
	Otros	13.26	12.78	(0.48)	(3.61)
	Total	190.41	216.20	25.79	13.55

2.3.2.2. EdeSur Dominicana

Los gastos operacionales de esta distribuidora, correspondientes al mes de enero de 2009, mostraron un aumento neto de RD\$74.51 millones, al pasar de RD\$216.71 millones programados (US\$5.83 millones), hasta RD\$291.22 millones ejecutados, para una variación relativa de 34.38%.

Para el incremento antes citado contribuyeron las partidas de Proveedores e Impuestos con RD\$91.40 millones y RD\$4.78 millones, respectivamente, para una variación relativa 97.05% y un 33.93% cada una. Los gastos de Personal registraron una disminución de RD\$19.57 millones, equivalente a un 20.92% y Otros también experimentaron una reducción de RD\$2.10 millones, para un 14.07%.

El cuadro a continuación, presenta el detalle de las partidas descritas.

Cuadro No. 18
Gastos Operacionales de Edesur. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Gastos Programados	Gastos Ejecutados	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Personal	93.53	73.96	(19.57)	(20.92)
	Proveedores	94.19	185.59	91.40	97.05
	Impuestos	14.07	18.85	4.78	33.93
	Otros	14.92	12.82	(2.10)	(14.07)
	Total	216.71	291.22	74.51	34.38



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

2.3.2.3. Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste).

Para el mes de enero de 2009, los gastos operacionales de EdeEste fueron estimados en RD\$189.32 millones (US\$5.10 millones). La ejecución de los mismos en el mes, fue de RD\$214.33 millones, para un aumento neto de RD\$25.01 millones, equivalentes a un 13.21% en relación a lo programado. El comportamiento de los gastos operacionales se debió a los aumentos registrados en las partida de Proveedores, ascendente a RD\$18.08 millones, equivalente a un 15.60% del monto programado e Impuestos con RD\$16.27 millones, y un 380.09%. En lo que respecta a las gastos de Personal y Otros, estos registraron disminuciones por RD\$4.38 millones y RD\$4.95, respectivamente, para un 8.07% y un 33.22% cada una.

Ver en el siguiente cuadro, el detalle de las partidas de gastos antes mencionadas.

Cuadro No. 19
Gastos Operacionales EdeEste. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Gastos Programados	Gastos Ejecutados	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Personal	54.30	49.92	(4.38)	(8.07)
	Proveedores	115.83	133.91	18.08	15.60
	Impuestos	4.28	20.55	16.27	380.09
	Otros	14.90	9.95	(4.95)	(33.22)
	Total	189.32	214.33	25.01	13.21

2.3.2.4. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

Los gastos operacionales programados por la **CDEEE** para el mes de enero de 2009, ascendían a RD\$208.94 millones (US\$5.62 millones). Para el mismo mes, fueron ejecutados RD\$345.43 millones, presentando un aumento de RD\$136.49 millones, equivalentes a un 65.32%, en relación a lo proyectado.

Ver detalle de gastos en el cuadro a continuación:



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Cuadro No. 20
Gastos Operacionales CDEEE. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Gastos Programados	Gastos Ejecutados	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	Personal	141.27	196.36	55.09	38.99
	Proveedores	24.61	69.71	45.10	183.31
	Impuestos	0.00	0.00	0.00	0.00
	Gastos Financieros y Otros	43.06	79.36	36.30	84.30
	Total	208.94	345.43	136.49	65.32

Puede observarse, que el comportamiento de los gastos operacionales se debió a las partidas de Personal, Proveedores y Gastos Financieros y Otros, las cuales aumentaron en RD\$55.09 millones, 45.10 millones y RD\$36.30 millones, para un variación relativa de 38.99%, 183.31% y 84.30%, respectivamente.

En términos generales, las Empresas Distribuidoras y la CDEEE programaron ejecutar gastos operacionales por un valor de RD\$805.37 millones, de los cuales se ejecutaron RD\$1,067.18 millones, para un aumento de RD\$261.81 millones, equivalentes a un 32.51% de lo programado.

Ver detalles por empresa en el cuadro a continuación.

Cuadro No. 21
Resumen Gastos Operacionales Ede's y CDEEE. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

	Empresa	Gastos Operacionales Programados	Gastos Operacionales Ejecutados	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	EdeNorte	190.41	216.20	25.79	13.55
	EdeSur	216.71	291.22	74.51	34.38
	EdeEste	189.32	214.33	25.01	13.21
	Subtotal	596.43	721.75	125.32	21.01
	CDEEE	208.94	345.43	136.49	65.32
	Total	805.37	1,067.18	261.81	32.51

2.3.3. Número de Empleados en las Empresas Distribuidoras y la CDEEE

Para el mes de enero de 2009, la plantilla de personal de las Empresas Distribuidoras fue de 5,532 empleados, mostrando una disminución neta de dos (2) empleados, en relación a los 5,534 empleados del mes de diciembre de 2008.

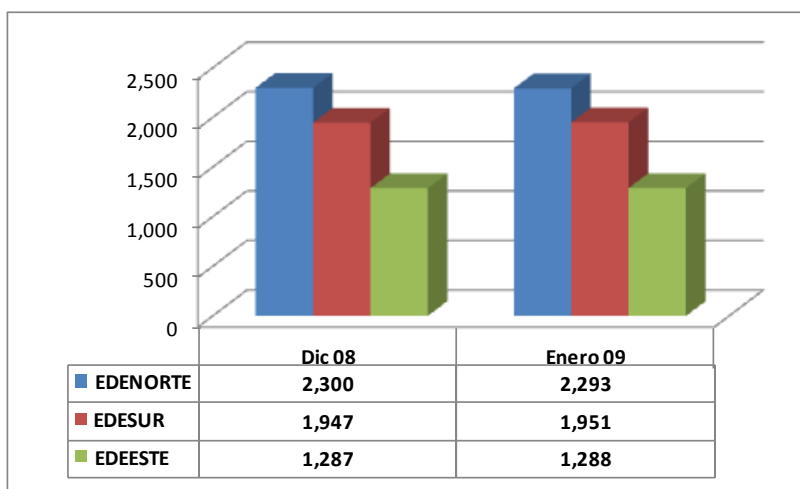
El comportamiento señalado se debió a la disminución de siete (7) empleados en EdeNorte y al aumento de cuatro (4) empleados en Edesur y un (1) empleado en EdeEste.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

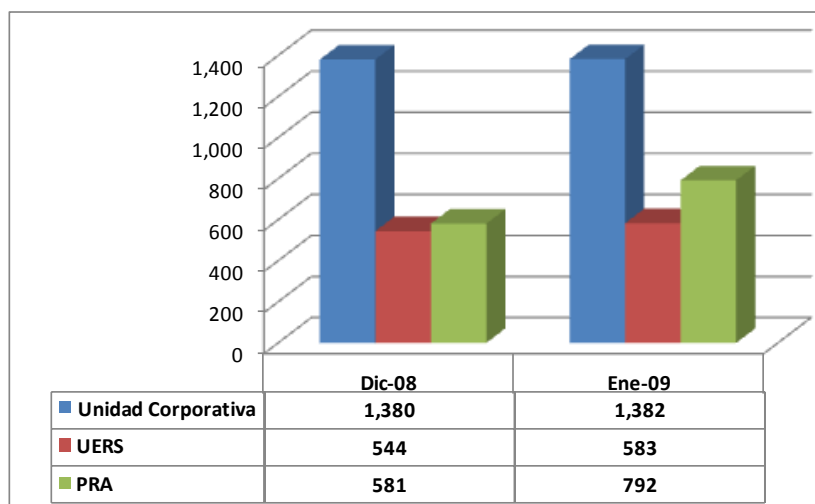
El gráfico siguiente muestra la evolución de la plantilla de empleados de las Empresas Distribuidoras, para el período diciembre 2008 – enero 2009.

Evolución de la Plantilla de Empleados por Empresa Distribuidora
Enero 2009



En cuanto a la **CDEEE**, la plantilla de personal para el mes de enero de 2009, ascendió a 2,757 empleados, correspondientes a la Unidad Corporativa, la UERS y el PRA, distribuidos como se muestra en el gráfico siguiente:

Planilla de Empleados de la CDEEE
Enero 2009





Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Si se compara la plantilla de empleados del mes de enero de 2009, con la existente en estas Unidades durante el mes de diciembre de 2008, situada en 2,505 empleados, se observa un aumento de doscientos cincuenta y dos (252) empleados. La Unidad Corporativa presentó un incremento de dos (2) empleados, la UERS de treinta y nueve (39) empleados y el PRA de doscientos once (211) empleados.

Cabe señalar que aumento de la plantilla de empleados en la UERS y el PRA corresponde a un proceso de reestructuración, en la primera se creó el programa de sustitución de bombillas y en el PRA se está llevando a cabo el proceso de desmonte y focalización del subsidio.

2.3.4. Gastos de Capital por Empresa Distribuidora

Los Gastos de Capital programados por las Empresas Distribuidoras para el mes de enero de 2009, ascendieron a RD\$309.58 millones, de los cuales se ejecutaron RD\$326.97 millones, para un aumento de RD\$17.39 millones, equivalentes a un 5.62% de lo programado para el referido mes.

El cuadro a continuación, muestra la distribución por empresa de las cifras antes mencionadas:

Cuadro No. 22
Gastos de Capital por Empresa Distribuidora, Enero 2009
(Millones de RD\$)

	Empresa	Gastos de Capital Programados	Gastos de Capital Ejecutados	Variaciones	
				Absoluta	Relativa %
Enero	EdeNorte	103.19	159.00	55.81	54.08
	EdeSur	103.19	50.97	(52.22)	(50.61)
	EdeEste	103.19	117.00	13.81	13.38
	Total	309.58	326.97	17.39	5.62

Como se observa, para el comportamiento descrito contribuyeron EdeNorte y EdeEste, las cuales aumentaron sus inversiones en RD\$55.81 millones y RD\$13.81 millones, equivalentes a 54.08% y 13.38%, respectivamente, con relación a lo programado. EdeSur, mostró una disminución de RD\$52.22 millones, equivalentes a un 50.61% del monto proyectado, absorbiendo el 75.02% del aumento.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

2.4. INDICADORES DE GESTIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

2.4.1. Índices de Pérdidas y Cobranzas en las Zonas No PRA

I. Facturación de Energía

En el mes de enero de 2009, las Distribuidoras facturaron un total de 503.02 GWh, lo que representó una disminución de 15.34 GWh, equivalentes a un 2.96%, con respecto a los 518.36 GWh programados para este mes. El equivalente monetario fue de RD\$3,112.82 millones.

Ver detalle en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 23
Detalle de Facturación Emitida por las Distribuidoras Zonas No-PRA. Enero 2008
(En GWh y en MM de RD\$)

	Empresa	Programado		Ejecutado	
		Facturacion (GWh)	Equivalente En MM de RD\$	Facturacion (GWh)	Equivalente En MM de RD\$
Enero	EdeNorte	173.70	1,013.41	173.70	981.40
	EdeSur	209.12	1,220.07	200.96	1,365.35
	EdeEste	135.54	790.78	128.36	766.07
	Total	518.36	3,024.26	503.02	3,112.82

Puede apreciarse, que EdeSur es la Distribuidora que mantiene la mayor facturación, seguida por EdeNorte, en tanto que EdeEste presenta la menor facturación. EdeSur muestra una disminución de 8.16 GWh, que en términos relativos equivale a un 3.90%, con relación a lo programado. EdeEste, por su parte, presento una disminución de 7.18 GWh en su facturación con relación a lo proyectado en 7.18 GWh para un 5.29%. EdeNorte no mostró variación.

II. Cobros de Energía

Los cobros de energía programados por las Empresas Distribuidoras para el mes de enero de 2009, ascendían a RD\$3,082.78 millones, de los cuales fueron ejecutados RD\$2,647.78 millones, para una disminución de RD\$435.00 millones del total de cobros programado, esto equivale a un 14.11%.

Las variaciones por Distribuidora se muestran en el cuadro a continuación.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Cuadro No. 24
Cobros por Venta de Energía por Empresa Distribuidora Zonas No-PRA
Enero 2009
(En Millones de RD\$)

Enero	Empresa	Cobros		Variación	
		Programados	Ejecutados	Absoluta	Relativa (%)
	EdeNorte	959.54	796.15	(163.39)	(17.03)
	EdeSur	1,252.84	1,103.13	(149.71)	(11.95)
	EdeEste	870.39	748.50	(121.89)	(14.00)
	TOTAL	3,082.78	2,647.78	(435.00)	(14.11)

En cuanto al cumplimiento de los porcentajes de cobro con relación a la facturación, establecidos como metas por las Empresas Distribuidoras para el mes de enero de 2009, sus resultados se muestran a continuación.

Cuadro No. 25
Comparativo de Porcentajes de Cobros Reales
Vs Metas Distribuidoras Zonas No-PRA
Enero 2009

Enero	Empresa	Meta (%)	Real (%)	Diferencia (%)
	EdeNorte	90.48	88.06	(2.42)
	EdeSur	86.69	91.03	4.34
	EdeEste	100.25	98.79	(1.46)
	Promedio	92.47	92.01	(0.47)

Como se aprecia en las cifras del cuadro anterior, en conjunto las Distribuidoras quedaron por debajo de la meta establecida en apenas 0.47 puntos porcentuales.

III. Pérdidas Comerciales

Para el mes de enero de 2009, las pérdidas comerciales promedio de las Empresas Distribuidoras se situaron en 30.02%, experimentando un aumento de 2.58% con respecto al 27.44% fijado como meta para dicho mes.

Ver detalles de metas de pérdidas y las reales por Distribuidora en el cuadro a continuación:



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Cuadro No. 26
Comparativo Porcentajes (%) Pérdidas Reales Vs Metas Distribuidoras
Zonas No-PRA

Enero	Empresa	Meta (%)	Real (%)	Diferencia (%)
	EdeNorte	28.41	28.32	(0.09)
	EdeSur	21.73	27.66	5.93
	EdeEste	32.17	35.39	3.22
	Promedio	27.44	30.02	2.58

Se observa que para el mes analizado EdeNorte fue la Distribuidora que registró pérdidas inferiores a las programadas, situadas en 0.09 puntos porcentuales, en tanto que para EdeSur y EdeEste, las pérdidas fueron superiores a las programadas en 5.93 puntos porcentuales y 3.22 puntos porcentuales, respectivamente.

2.4.2. Facturación y Cobros de las Zonas PRA

I. Facturación de Energía

Las Empresas Distribuidoras realizaron retiros de energía por 94.81 GWh para ser suministrada a los barrios PRA, por un valor de RD\$401.97 millones. Del total de la energía suministrada, EdeEste registra la mayor facturación, con 42.96 GWh (45.32%), seguida de EdeSur con 38.91 GWh (41.05%) y de EdeNorte, con 12.93 GWh (13.64%).

La energía facturada en GWh a los sectores PRA, durante el mes de enero de 2009, disminuyó en 13.90 GWh, equivalentes a un 12.78%, comparada con la facturación programada, la cual era de 108.70 GWh.

Cuadro No. 27
Relación de la Energía Suministrada a los Barrios PRA
Enero 2009
(En GWh y Millones de RD\$)

Enero	Empresa	Programado		Ejecutado	
		Facturación (GWh)	Equivalente En MM de RD\$	Facturación (GWh)	Equivalente En MM de RD\$
	EdeNorte	14.63	81.83	12.93	54.82
	EdeSur	34.55	187.63	38.91	164.99
	EdeEste	59.52	309.67	42.96	182.16
	Totales	108.70	579.13	94.81	401.97



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

II. Cobros de Energía PRA

Los cobros realizados por las Empresas Distribuidoras a los sectores PRA, en el mes de enero de 2009, ascendieron a RD\$47.47 millones, cuya distribución se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 28
Detalle de Montos Recaudados por las Distribuidoras Zonas PRA
Enero 2009
(En Millones de RD\$)

Enero	Empresa	Facturado	Cobros
	EdeNorte	54.82	10.52
	EdeSur	164.99	15.29
	EdeEste	182.16	21.66
	Totales	401.97	47.47

Cabe indicar, que el monto cobrado en las zonas PRA, correspondiente al 25% del programa, mostró una disminución de RD\$8.29 millones, equivalentes a un 14.87%, con respecto a los cobros del mes de diciembre de 2008, situados en RD\$55.76 millones.

2.4.3. Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) en Zonas No-PRA

El **Índice de Recuperación de Efectivo (CRI)** Promedio Mensual, experimentó una disminución de 2.72 puntos porcentuales en el mes de enero de 2009, al pasar de 67.10 puntos porcentuales, que se habían programado, a 64.39 puntos porcentuales, ejecutado.

En cuanto al desempeño por Distribuidora, EdeSur fue la que alcanzó un CRI mayor, situado en 65.85%, para una disminución de 2.00 puntos porcentuales con respecto a lo programado, seguida de EdeEste con un CRI de 63.84 puntos porcentuales para una disminución de 4.17 puntos porcentuales y EdeNorte con 63.12%, para una reducción de 1.65 puntos porcentuales.

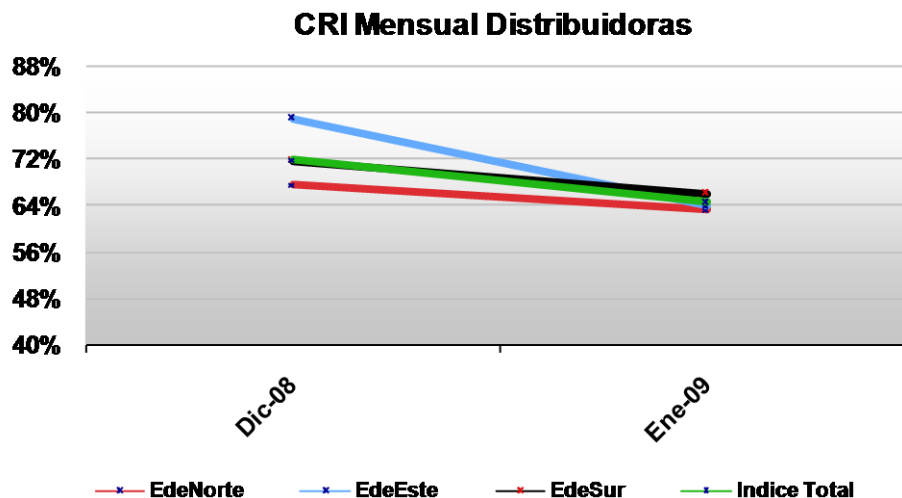
El siguiente cuadro presenta los resultados por Distribuidora:



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Cuadro No. 29
Comparativo CRI Mensual Alcanzado Vs Meta en las Distribuidoras Zonas No-PRA
(En %)

Enero	Empresa	Meta (%)	Real (%)	Diferencia (%)
	EdeNorte	64.77	63.12	(1.65)
	EdeSur	67.85	65.85	(2.00)
	EdeEste	68.00	63.84	(4.17)
	Promedio	67.10	64.39	(2.72)



En lo referente al **Índice de Recuperación de Efectivo (CRI)** promedio semestral, para el mes de enero de 2009, el mismo se situó en 66.80%, presentando un aumento de 1.97 puntos porcentuales con respecto al CRI programado de 64.83%. EdeSur fue la distribuidora de mejor desempeño con un CRI de 68.67%, para un aumento de 1.83 punto porcentuales con relación a lo programado, a esta le sigue EdeEste con un CRI de 67.97%, 4.21 punto porcentuales por encima de la meta y finalmente EdeNorte, que alcanzó un CRI, situado en 63.90%, lo que represento un incremento de 0.01 puntos porcentuales sobre lo proyectado.

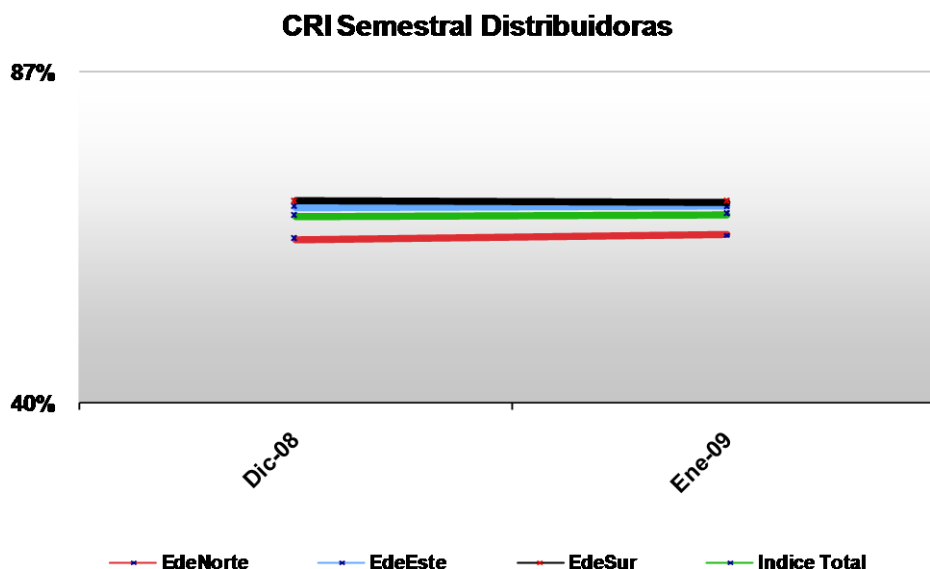
Ver detalle por Distribuidora en el cuadro a continuación:



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Cuadro No. 30
Comparativo CRI Semestral Alcanzado vs Meta en las Distribuidoras Zonas No-PRA
(En %)

Enero	Empresa	Meta (%)	Real (%)	Diferencia (%)
	EdeNorte	63.89	63.90	0.01
	EdeSur	66.84	68.67	1.83
	EdeEste	63.76	67.97	4.21
	Promedio	64.83	66.80	1.97



2.4.4. Tarifas Aplicadas e Indexadas

Mediante Resolución SIE-102-2008, la cual anexamos a este informe, la SIE estableció las tarifas aplicables a los usuarios del servicio público desde el día primero hasta el día 31 de enero del 2009, de la siguiente manera:

- En el Artículo 1 se establecen las tarifas aplicables a los usuarios del servicio público (Bloques BTS-1 y BTS-2) cuyos rangos de consumo fueron ampliados a dieciseis (16) y diez (10) respectivamente.
- En el Artículo 2 se establecen las tarifas aplicables a los Sistemas Aislados.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Estas tarifas fueron indexadas de acuerdo a las variables correspondientes al mes de noviembre de 2008: CPI = 212.425, Tasa de Cambio = RD\$35.4090 por US\$1.0 promediada desde 22/11/2008 hasta el 24/12/2008 y publicada al día 25 de diciembre por el Banco Central, Precio del Combustible Fuel Oil No. 6 = US\$33.0456 Carbón mineral = US\$166.95/ton, Gas Natural = US\$6.7923/MMBTU, Índice de Cobranza = 0.810.

- c) En el Artículo 3 se establecen las tarifas aplicables por las empresas distribuidoras a los usuarios del servicio público durante el período comprendido entre el 1ro y el 31 de enero del 2009 y en el Párrafo 1 y 2 se indica que las diferencias entre los contenidos de los artículos 1 y 2 y los establecidos en el artículo 3, relativos a los cargos por energía y a los valores establecidos para los bloques BTS-1 y BTS-2 dentro de los rangos de consumo 0-75, 76-200 y 201-300 kwh serían facturados por las empresas distribuidoras al Gobierno Dominicano, en la forma instituida en el artículo 5 del Decreto 302, del 31 de marzo del 2003, que crea el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica.
- d) En el Artículo 4 se establecen las tarifas aplicables por las empresas distribuidoras a los usuarios del servicio público por cargo fijo y potencia, durante el período comprendido entre el 1ro y el 31 de enero del 2009.

2.4.5. Costos Marginales (Generación, Potencia y Conexión)

El costo marginal de energía en cada barra es el costo promedio, incluido el componente de racionamiento y las limitaciones en las instalaciones, en que incurre el sistema eléctrico en conjunto, para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación óptima determinada por el Organismo Coordinador. Los costos marginales de energía fueron calculados considerando el costo marginal máximo y el costo de desabastecimiento establecido en la Resolución SIE-07-2008, de fecha 25 de febrero del 2008.

En este sentido, durante el mes de enero, el promedio del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía Activa del Sistema Principal en barra de referencia Palamara 138 KV, alcanzó un valor de 2,814.78 RD\$/MWh.

En cuanto al Costo Marginal de Potencia, el precio de la Potencia de Punta del mes de enero tiene un valor de 275.07 RD\$/kw-mes, ya que el precio base (260.36 RD\$/kw-mes) fue indexado por el CPI (210.228) y la tasa del dólar (35.52) correspondiente al mes anterior (diciembre 2008), conforme a lo establecido en el artículo 278 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad y la Resolución SIE-08-2005 de fecha 11 de febrero del 2005.

Por último está el costo de Derecho de Conexión del mes de enero 2009, el cual alcanza el valor de 111.51 RD\$/Kw-mes, con un CPI y tasa de cambio mencionada en el párrafo anterior, según lo



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

establecido en el artículo 364 del reglamento para la Ley General de Electricidad. Considerando el cálculo mensual del peaje de transmisión según lo establecido en la Resolución SIE-06-2006 de la Superintendencia de Electricidad emitida en fecha del 16 de Febrero del 2006 sobre peajes del sistema de transmisión.

Cuadro No. 31
Costo Marginal de Energía, Potencia y Derecho de Conexión

CONCEPTO	Dic-08	Ene-09	VARIACIONES	
			Absoluta	%
Costo Marginal de Energía (RD\$/MWh)	2,982.69	2,814.78	(167.91)	(5.63)
Costo Marginal de Potencia (RD\$/KW-mes)	276.85	275.07	(1.78)	(0.64)
Derecho de Conexión Unitario (RD\$/KW-mes)	106.53	111.51	4.98	4.67

Al comparar estos promedios con los del mes de diciembre del 2008, se observa una disminución de (167.91) RD\$/MWh en el costo marginal de energía, además una disminución de (1.78) RD\$/KW-mes en el costo marginal de potencia y un aumento de (4.98) RD\$/KW-mes en el Derecho de Conexión.

2.5. FLUJOS DE CAJA MENSUALES DE LAS TRES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y LA CDEEE

En los Anexos Nos.1 al No.4, correspondientes a los Flujos de Caja de las Empresas Distribuidoras EdeNorte, EdeSur y EdeEste, así como al Flujo de Caja de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (**CDEEE**), para el mes de enero de 2009, se observan los siguientes detalles:

- **EdeNorte** presenta un Déficit Operacional de RD\$602.32 millones, que comparado con el Déficit Operacional Proyectado en el Plan de Acción de RD\$409.10 millones, representó un aumento de RD\$193.22 millones, equivalentes a un 47.23%, en relación a lo programado.
- **EdeSur** presenta un Déficit Operacional de RD\$855.91 millones, que comparado con el Déficit Operacional Proyectado en el Plan de Acción de RD\$460.97 millones, representó un aumento de RD\$394.94 millones, equivalentes a un 85.67% del déficit programado.
- **EdeEste** presenta un Déficit Operacional de RD\$277.98 millones, que comparado con el Déficit Operacional Proyectado en el Plan de Acción de RD\$522.43 millones, representó una disminución de RD\$244.45 millones, equivalentes a un 46.79%, en relación a lo programado.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

- La **CDEEE** presenta un Déficit Operacional de RD\$402.56 millones, que comparado con el Déficit Operacional Proyectado en el Plan de Acción de RD\$640.81 millones, representó una disminución de RD\$238.25 millones, equivalentes a un 37.18% del Déficit programado.

3. EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DOMINICANA (EGEHID).

A continuación se presentan los resultados de las operaciones realizadas por la **Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)**, durante el mes de enero de 2009.

3.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA.

El cuadro a continuación presenta la generación de energía realizada por la Empresa EGEHID, durante el mes de diciembre de 2008 y facturada en el mes de enero de 2009. La misma está expresada en GWh y su equivalente en millones de RD\$.

Cuadro No. 32
Generación de Energía de EGEHID. Enero 2009
En GWh y Millones de RD\$

Enero	Unidades	Generación		Variación	
		Programados	Ejecutados	Absoluta	Relativa (%)
	En Gwh	134.09	115.93	(18.16)	(13.54)
	En millones RD\$	566.12	406.22	(159.90)	(28.24)

Como se observa la generación experimentó una disminución de un 13.54% sobre lo programado y en términos monetarios la reducción fue de 28.24% con respecto al monto proyectado.

3.2. INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA.

Para el mes de enero de 2009, la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (**EGEHID**), programó ingresos ascendentes a RD\$566.12 millones, ejecutándose un monto de RD\$140.49 millones, para una disminución neta de RD\$425.63 millones, equivalentes a un 75.18% de la programación.

El comportamiento mostrado se debió a la partida de Energía y Potencia, la cual disminuyó en RD\$425.65 millones, con relación a lo programado, equivalentes a un 75.19%.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Cuadro No. 33
Ingresos por Venta de Energía y Potencia de EGEHID. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

Enero	Concepto	Programados	Ejecutados	Variación	
				Absoluta	Relativa (%)
	Energía y Potencia	566.12	140.48	(425.65)	(75.19)
	Transferencias de CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00
	Otros	0.00	0.01	0.01	100.00
	Total	566.12	140.49	(425.63)	(75.18)

3.3. EGRESOS DE EGEHID

3.3.1. Gastos Operacionales.

La Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), programó gastos operacionales para el mes de enero de 2009 por un monto de RD\$305.59 millones, ejecutando RD\$81.45 millones, para una disminución neta de RD\$224.14 millones, equivalentes a un 73.35%.

El detalle por partida de gastos se muestra en el cuadro a continuación.

Cuadro No. 34
Gastos Operacionales EGEHID. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

Enero	Concepto	Programados	Ejecutados	Variación	
				Absoluta	Relativa (%)
	Personal	49.50	36.79	(12.71)	(25.68)
	Proveedores	11.24	15.04	3.80	33.76
	Otros	244.85	29.62	(215.23)	(87.90)
	Total	305.59	81.45	(224.14)	(73.35)

Como puede observarse, para el comportamiento indicado contribuyeron las partidas de Personal, con una disminución de RD\$12.71 millones, equivalente a un 25.68% sobre lo proyectado y Otros, con una reducción de RD\$215.23 millones y un 87.90%. La partida proveedores presentó un aumento de RD\$3.80 millones, representando un 33.76% de la programación. Cabe señalar que la partida de otros la componen los egresos por: Activos no Financieros, Aportes a la CDEEE y Pagos Corrientes, Transferencias Corrientes y Egresos Financieros Corrientes.

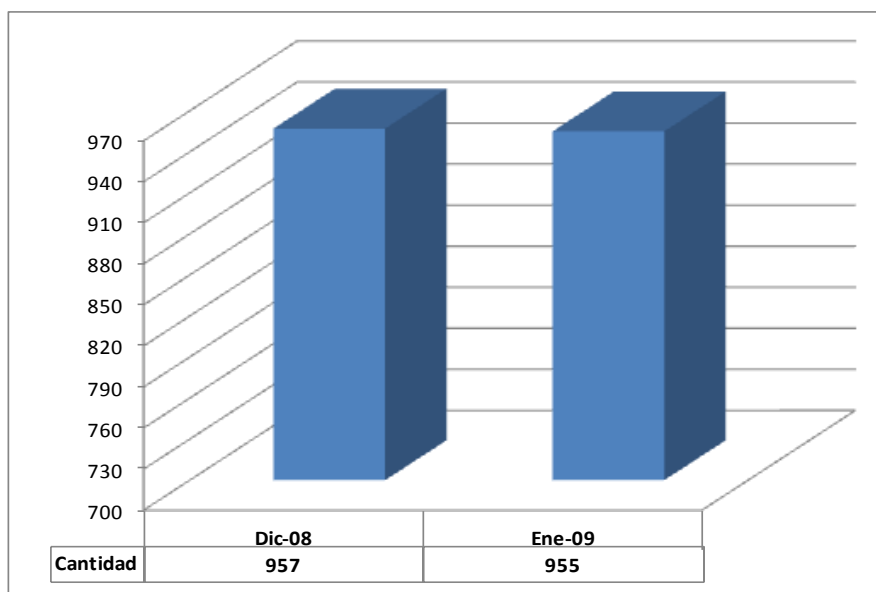


Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

3.3.2. Plantilla de Empleados

Durante el mes de enero de 2009, el personal de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) fue de 955 empleados, mostrando una disminución de dos (2) empleados con relación al mes de diciembre de 2008, tal como aparece en el cuadro a continuación:

**Evolución de la Plantilla de Empleados EGEHID
Enero 2009**



3.3.3. Gastos de Capital.

Los Gastos de Capital programados por EGEHID para el mes de enero de 2009 ascendía a RD\$281.46 millones, de los cuales se ejecutaron RD\$1,558.50 millones, para un incremento de RD\$1,277.04 millones, equivalentes a un 453.72%.

Ver detalle en el cuadro a continuación:



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009

Cuadro No. 35
Gastos de Capital EGEHID, Enero 2009
(Millones de RD\$)

Programado	Ejecutado	Variaciones	
		Absoluta	Relativa %
281.46	1,558.50	1,277.04	453.72

Estos gastos de capital corresponden al proyecto Central Las Placetas, ejecutado con recursos externos.

3.4. FLUJO DE CAJA MENSUAL DE EGEHID.

EGEHID presenta un Superávit Operacional de RD\$59.04 millones, que comparado con el Déficit Operacional Proyectado de RD\$20.93 millones, representó un aumento de RD\$79.97 millones, equivalentes a un 382.07% del Déficit programado.

4. EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED)

A continuación se presentan los resultados de las operaciones realizadas por la **Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)**, durante el mes de enero de 2009.

4.1. FACTURACIÓN DE PEAJE DE TRANSMISIÓN.

La facturación de Peaje de Transmisión, realizada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), para el mes de enero de 2009 ascendió a RD\$216.77 millones, lo que representó un aumento de RD\$11.21 millones, equivalente a un 5.45% del total programado ascendente a RD\$205.56 millones.

Cabe indicar, que el monto facturado de Peaje de Transmisión corresponde a la energía retirada en el mes de diciembre de 2008.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

Ver detalle en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 36
Facturación de Peaje de Transmisión. Enero de 2009
Valores en Millones de RD\$

Concepto	Programados	Ejecutados	Variación	
			Absoluta	Relativa (%)
Energía Retirada (GWh)	893.74	942.49	48.75	5.45
Precio Peaje Total Unitario (RD\$/kWh)	0.23	0.23	0.00	0.00
Peaje de Transmisión	205.56	216.77	11.21	5.45

4.2. INGRESOS POR PEAJE DE TRANSMISIÓN.

Para el mes de enero de 2009, la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (**ETED**), programó ingresos por RD\$218.84 millones, de los cuales se ejecutaron RD\$70.25 millones, para una disminución absoluta de RD\$148.60 millones y relativa de 67.90%.

El siguiente cuadro muestra el detalle por partida de ingresos.

Cuadro No. 37
Ingresos por Peaje de Transmisión de ETED. Enero de 2008
(En Millones de RD\$)

	Concepto	Programados	Ejecutados	Variación	
				Absoluta	Relativa (%)
Enero	Peaje de Transmision	218.15	69.66	(148.49)	(68.07)
	Transferencias de CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00
	Otros	0.70	0.58	(0.11)	(15.99)
	Total	218.84	70.25	(148.60)	(67.90)

Puede observarse, que la disminución indicada se debió principalmente a la partida de Peaje de Transmisión, la cual se redujo en RD\$148.49 millones, equivalentes a un 68.07% de lo programado.

4.3. EGRESOS DE ETED

4.3.1. Gastos Operacionales.

Para el mes de enero de 2009, la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), programó gastos operacionales ascendentes a RD\$218.25 millones, ejecutando RD\$65.25 millones, para una reducción de RD\$153.00 millones, equivalentes a un 70.10%.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

El siguiente cuadro presenta el detalle por partida de gastos.

Cuadro No. 38
Gastos Operacionales ETED. Enero 2009
(En Millones de RD\$)

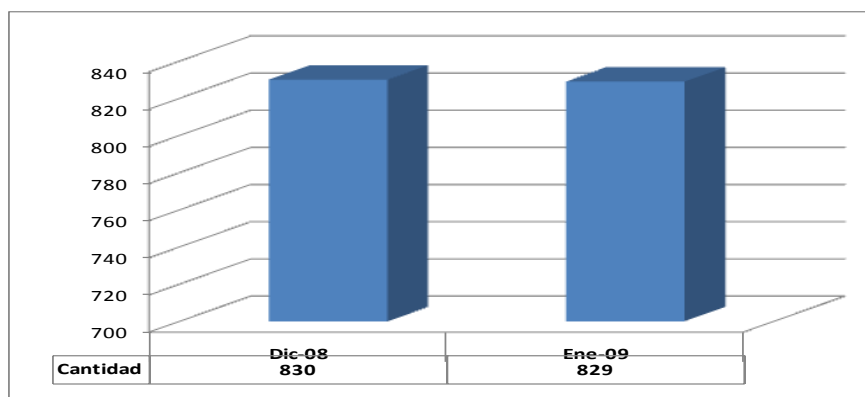
Enero	Concepto	Programados	Ejecutados	Variación	
				Absoluta	Relativa (%)
	Personal	47.42	32.79	(14.64)	(30.86)
	Proveedores	18.37	14.93	(3.44)	(18.74)
	Otros	152.45	17.54	(134.92)	(88.50)
	Total	218.25	65.25	(153.00)	(70.10)

Como puede verse en el cuadro anterior, todas las partidas presentaron reducciones, siendo Otros, la que registró mayor disminución con RD\$134.92 millones, equivalentes a 88.50% de lo programado, a esta le siguen Personal y Proveedores con RD\$14.64 millones y RD\$3.44 millones, cada una, para una variación relativa de 30.86% y 18.74%, respectivamente. Cabe señalar, que la partida de otros la componen los egresos por: Activos no Financieros, Aportes a la CDEEE y Pagos Corrientes, Transferencias Corrientes y Egresos Financieros Corrientes.

4.3.2. Plantilla de Empleados.

Durante el mes de enero de 2009, el personal de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) fue de 829 empleados, mostrando una disminución de un (1) empleado con relación al mes de diciembre de 2008, tal como aparece en el cuadro a continuación:

Evolución de la Plantilla de Empleados ETED
Enero 2009





Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

4.3.3. Gastos de Capital.

Los Gastos de Capital programados por ETED para el mes de enero de 2009, ascendieron a RD\$170.27 millones y se ejecutaron RD\$39.76 millones, presentando una disminución de RD\$130.51 millones, equivalentes a un 76.65% de lo programado para el referido mes.

Ver detalle en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 39
Gastos de Capital ETED. Enero 2009
(Millones de RD\$)

Programado	Ejecutado	Variaciones	
		Absoluta	Relativa %
170.27	39.76	(130.51)	(76.65)

Cabe indicar, que los gastos de capital de ETED corresponden a la ejecución del proyecto de Línea de Transmisión y Subestaciones de 345 KV, Santo Domingo – Santiago, la que se financia con recursos externos.

4.4. FLUJO DE CAJA MENSUAL DE ETED.

ETED presenta un Superávit Operacional de RD\$59.04 millones, que comparado con el Superávit Operacional Proyectado de RD\$90.72 millones, representa una disminución de RD\$75.83 millones, equivalentes a un 83.58% de lo programado, como resultado del incremento de sus cuentas por cobrar con los generadores y las distribuidoras.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

5. ANÁLISIS DEL FLUJO DE CAJA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, CDEEE, EGEHID, ETED, UERS Y PRA, PARA EL MES DE NOVIEMBRE DEL AÑO 2008

5.1. EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Las Empresas Distribuidoras de Electricidad percibieron ingresos por US\$76.30 millones, producto de sus operaciones corrientes. Sus egresos operacionales fueron de US\$140.81 millones, lo que generó un Déficit Operacional de US\$64.51 millones. Este monto resultó superior en US\$27.04 millones, equivalentes a 41.92%, respecto al déficit programado de US\$37.47 millones. Ver anexo 10.

Los ingresos percibidos, fueron inferiores en US\$9.74 millones, equivalentes a un 11.32%, respecto a los ingresos programados de US\$86.08 millones.

Los egresos programados por las Distribuidoras fueron de US\$123.52 millones, reflejando un aumento de US\$17.29 millones, equivalentes a un 12.287%, como resultado de los gastos ejecutados por un monto de US\$140.81 millones.

En la sección correspondiente a financiamiento, las Distribuidoras reportan en sus Flujos de Cajas ingresos provenientes de los aportes del Gobierno por US\$53.46 millones. Se incluyen US\$1.32 millones, por concepto de ingresos por cancelación de Certificados Financieros, así como egresos por apertura de Certificados Financieros por US\$1.93 millones. También, se incluyen tanto los ingresos como los egresos por compensación del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), por US\$3.20 millones de dólares, además se incluyen ingresos por Línea de Crédito y/o Préstamos por US\$2.47 millones y egresos por Línea de Crédito y/o Préstamos por US\$0.01 millones.

El Déficit después de financiamiento, al mes de enero del 2009, ascendió a US\$9.21 millones.

5.1.1. EdeNorte

Esta Distribuidora obtuvo ingresos por US\$22.81 millones, producto de sus operaciones corrientes y egresos operativos por US\$43.21 millones, lo que generó un Déficit Operacional de US\$20.40 millones, superior en US\$9.39 millones, equivalentes a un 46%, respecto al déficit programado de US\$11.01 millones. Ver anexo 10.

Para financiar el Déficit de Caja, EdeNorte recibió aportes del Gobierno por un monto de RD\$806.30 millones, que a una tasa de RD\$35.3693/US\$, equivalen a US\$22.80 millones.

En la sección financiamiento, se incluye como egresos el monto de US\$0.01 millones, correspondiente al pago de Línea de Crédito, e ingresos por cancelación de Certificados Financieros por US\$1.32 millones.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

El superávit después de financiamiento, al mes de enero del 2009, ascendió a US\$3.71 millones.

5.1.2. EdeSur

Esta empresa obtuvo ingresos ascendente a US\$31.68 millones, producto de sus operaciones corrientes y egresos operativos por US\$49.16 millones, lo que generó un Déficit Operativo de US\$17.48 millones, superior en US\$5.08 millones, equivalentes a 29.06%, respecto al déficit programado de US\$12.40 millones. Ver anexo 10.

Para financiar el Déficit de Caja, EdeSur recibió aportes del Gobierno por un monto de RD\$781.78 millones, que a una tasa de RD\$35.3693/US\$, equivalen a US\$22.11 millones.

En la sección financiamiento, se incluyen US\$2.47 millones como ingresos por Línea de Crédito y/o Préstamo y egresos de US\$1.93 millones por apertura de Certificados Financieros, así como ingresos y egresos por US\$3.20 millones por compensación del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET).

El superávit después de financiamiento, al mes de enero del 2009, ascendió a US\$5.16 millones.

5.1.3. EdeEste

Esta empresa obtuvo ingresos por US\$21.81 millones, producto de sus operaciones corrientes y egresos operativos por US\$48.44 millones, lo que generó un Déficit Operacional de US\$26.62 millones, superior en US\$12.56 millones, equivalentes a 47.18%, respecto al déficit programado por un monto de US\$14.06 millones. Ver anexo 10.

Para financiar el Déficit de Caja, EdeEste recibió aportes del Gobierno por un monto de RD\$302.65 millones, que a una tasa de RD\$35.3693/US\$, equivalen a US\$8.56 millones.

El déficit después de financiamiento, al mes de enero del 2009, ascendió a US\$18.07 millones.

5.2. CDEEE.

La CDEEE obtuvo ingresos por US\$24.05 millones, producto de sus operaciones corrientes, y egresos operativos por US\$33.39 millones, lo que originó un Déficit Operacional de US\$9.33 millones, que comparado con el déficit programado de US\$17.25 millones, resulta en un aumento de US\$7.92 millones, para un 45.91%. Ver anexo 10.

Para financiar el Déficit de Caja, en el mes de diciembre de 2008, la CDEEE recibió aportes del Gobierno por RD\$3.0 millones, que a una tasa de RD\$35.3693/US\$, equivalen a US\$0.08 millones. Además, registró ingresos por Línea de Crédito por US\$4.03 millones y egresos por pago de Línea



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

de Crédito por US\$4.04 millones. Los ingresos por crédito externo y los egresos por inversiones realizadas con dichos recursos, ascendieron a US\$45.19 millones.

El déficit ajustado después de financiamiento, al mes de enero del 2009, asciende a US\$9.41 millones.

5.3. EGEHID

Los ingresos ascendieron a US\$3.97 millones, correspondientes a la venta de energía y potencia hidroeléctrica, mientras que los egresos fueron de US\$2.30 millones, lo que generó un superávit de US\$1.67 millones. Ver anexo 10.

Esta empresa recibió recursos externos por un monto de US\$50.34 millones para la ejecución de sus proyectos de inversión.

El Déficit después de financiamiento, para el mes de enero 2009, ascendió a US\$1.67 millones.

5.4. ETED

Los ingresos ascendieron a US\$1.99 millones, correspondientes al cobro de peaje de transmisión y otros ingresos, mientras que los egresos fueron de US\$1.84 millones, lo que generó un Superávit de US\$0.14 millones, quedando por debajo de lo programado para ese mes en US\$0.06 millones. Ver anexo 10.

Esta empresa recibió recursos externos por un monto de US\$2.37 millones para la ejecución de sus proyectos de inversión.

Después de financiamiento, para el mes de enero de 2009, esta empresa presentó un Superávit de US\$0.14 millones.

5.5. UERS

Los ingresos ascendieron a US\$1.70 millones, correspondientes, las transferencias de la CDEEE, el 20% del Fomper y otros, mientras que los egresos fueron de US\$1.09 millones, lo que generó un superávit de US\$0.61 millones, quedando por encima de lo programado para ese mes de US\$0.54. Ver anexo 10.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

5.6. PRA

Los ingresos ascendieron a US\$0.20 millones, correspondientes los cobros de la energía servida en los barrios PRA y otros, mientras que los egresos fueron de US\$0.34 millones, lo que generó un déficit de US\$0.14 millones, quedando por debajo del déficit programado para ese mes de US\$1.16. Ver anexo 10.

5.7. CDEEE consolidado

La CDEEE, de manera consolidada, obtuvo ingresos por US\$25.94 millones, producto de sus operaciones corrientes, y egresos operativos por US\$34.82 millones, lo que originó un Déficit Operacional de US\$8.87 millones, que comparado con el déficit programado de US\$18.91 millones, resulta una disminución de US\$10.04 millones. Ver anexo 10.

Para financiar el Déficit de Caja, en el mes de enero de 2009, la CDEEE recibió aportes del Gobierno por RD\$3.0 millones, que a una tasa de RD\$35.3693/US\$, equivalen a US\$0.08 millones. Los ingresos por crédito externo y los egresos por inversiones realizadas con dichos recursos, ascendieron a US\$45.19 millones.

El Déficit ajustado después de financiamiento, al mes de enero del 2009, asciende a US\$8.93 millones.



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
**INFORME SOBRE EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO
EN EL MES DE ENERO 2009**

6. ANEXOS

1. Flujo de Caja EdeNorte.
2. Flujo de Caja EdeSur.
3. Flujo de Caja EdeEste.
4. Flujo de Caja CDEEE.
5. Flujo de Caja EGEHID.
6. Flujo de Caja ETED
7. Resolución SIE-102-2008.
8. Detalles de Facturación y Pago en RD\$ y US\$ Empresas Distribuidoras.
9. Indicadores de Gestión Enero de 2009.
10. Déficit Total de las Distribuidoras y la CDEEE (Enero de 2009).

Anexos



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

Anexo 1

Flujo de Caja

EdeNorte



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

CORPORACION DOMINICANA DE EMPRESAS ELECTRICAS ESTATALES
UNIDAD DE ANALISIS Y SEGUIMIENTO
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD EDENORTE
SISTEMA DE SEGUIMIENTO BASICO DE EJECUCION MENSUAL
Enero 2009
(RDS Millones)

	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	%	Absoluta	%
A.- INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA								
Cobros Comerciales								
Ventas de Energía Sectores No PRA	932.07	932.07	695.59	695.59	(236.48)	-25.37%	(236.48)	-25.37%
Inst. Gubernamentales No Cortables	80.00	80.00	78.08	78.08	(1.92)	-2.41%	(1.92)	-2.41%
Ventas de Energía Sectores PRA (25%)	11.00	11.00	10.52	10.52	(0.48)	-4.35%	(0.48)	-4.35%
TOTAL COBROS COMERCIALES	1,023.07	1,023.07	784.19	784.19	(238.88)	-23.35%	(238.88)	-23.35%
Ingresos Especializados & A Compensar								
Fondo de Estabilización Tarifaria		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Ayuntamientos	22.00	22.00	22.48	22.48	0.48	2.17%	0.48	2.17%
A Compensar: Gobierno		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Ede-Nor/Sur		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Generadores		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Ingresos a Compensar		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL INGRESOS ESPECIALIZADOS	22.00	22.00	22.48	22.48	0.48	2.17%	0.48	2.17%
TOTAL INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	1,045.07	1,045.07	806.66	806.66	(238.41)	-22.81%	(238.41)	-22.81%
B.- INGRESOS FINANCIEROS								
Préstamos Bancarios		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos Entre Empresas		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Cobros de Intereses Deudas con el Sector		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Certificados de Inversión		0.00	46.73	46.73	46.73	100.00%	46.73	100.00%
Otros Ingresos Financieros		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	0.00	0.00	46.73	46.73	46.73	100.00%	46.73	100.00%
C.- OTROS INGRESOS								
Otros Ingresos	1.25	1.25		0.00	(1.25)	-100.00%	(1.25)	-100.00%
TOTAL OTROS INGRESOS	1.25	1.25	0.00	0.00	(1.25)	-100.00%	(1.25)	-100.00%
I.- INGRESOS TOTALES (A+B+C)	1,046.32	1,046.32	853.39	853.39	(192.93)	-18.44%	(192.93)	-18.44%
D.- PAGOS OPERATIVOS								
Personal	70.00	70.00	68.17	68.17	(1.83)	-2.61%	(1.83)	-2.61%
Proveedores (Generales & Administrativos)	109.00	109.00	121.02	121.02	12.02	11.03%	12.02	11.03%
Impuestos	11.00	11.00	14.23	14.23	3.23	29.39%	3.23	29.39%
Otros		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL PAGOS OPERATIVOS	190.00	190.00	203.42	203.42	13.42	7.06%	13.42	7.06%
E.-PAGOS DE ENERGIA								
E.1.-Generadores								
Itabo	169.40	169.40	95.77	95.77	(73.63)	-43.46%	(73.63)	-43.46%
Haina	404.50	404.50	215.20	215.20	(189.30)	-46.80%	(189.30)	-46.80%
CDEEE	351.00	351.00	394.28	394.28	43.28	12.33%	43.28	12.33%
CDEEE Acuerdo PALAMARA	27.76	27.76	0.00	0.00	(27.76)	-100.00%	(27.76)	-100.00%
EGEHID	268.30	268.30	134.09	134.09	(134.21)	-50.02%	(134.21)	-50.02%
ETED	7.02	7.02	0.88	0.88	(6.14)	-87.44%	(6.14)	-87.44%
Metaldom	0.15	0.15	0.09	0.09	(0.06)	-39.15%	(0.06)	-39.15%
Puerto Plata	180.69	180.69	80.04	80.04	(100.65)	-55.70%	(100.65)	-55.70%
Monte Rio	40.00	40.00	33.43	33.43	(6.57)	-16.43%	(6.57)	-16.43%
Dominican Power Partner	0.00	0.00	2.73	2.73	2.73	100.00%	2.73	100.00%
AES Andrés	23.86	23.86	33.94	33.94	10.08	42.25%	10.08	42.25%
Palamara	206.43	206.43	191.84	191.84	(14.59)	-7.07%	(14.59)	-7.07%
Seaboard	16.20	16.20	1.25	1.25	(14.95)	-92.26%	(14.95)	-92.26%
Laesa (Cecusa)		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
EDEESTE	0.05	0.05	0.00	0.00	(0.05)	-100.00%	(0.05)	-100.00%
Consorcio LAESA	20.00	20.00	0.43	0.43	(19.57)	-97.85%	(19.57)	-97.85%
TOTAL PAGOS A GENERADORES	1,715.37	1,715.37	1,183.99	1,183.99	(531.38)	-30.98%	(531.38)	-30.98%
E.2.-Pago a Instituciones Regulatorias								
SIE	4.58	4.58	8.44	8.44	3.86	84.17%	3.86	84.17%
Comisión Nac. de Energía	1.53	1.53	2.89	2.89	1.36	89.27%	1.36	89.27%
Organismo Coordinador	1.22	1.22	1.45	1.45	0.23	18.98%	0.23	18.98%
PAEF	1.89	1.89	0.00	0.00	(1.89)	-100.00%	(1.89)	-100.00%
Aporte Barrios Carenciados (48%)	5.00	5.00	0.00	0.00	(5.00)	-100.00%	(5.00)	-100.00%
TOTAL INSTI TUCIONES REGULATORIAS	14.22	14.22	12.78	12.78	(1.44)	-10.10%	(1.44)	-10.10%
TOTAL PAGOS ENERGIA (E.1+E.2+E.3)	1,729.59	1,729.59	1,196.77	1,196.77	(532.81)	-30.81%	(532.81)	-30.81%
F.- PAGOS FINANCIEROS & COMPENSACIONES								
Préstamos Bancarios	0.30	0.30	0.28	0.28	(0.02)	-6.67%	(0.02)	-6.67%
Préstamos CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos entre Empresas		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Préstamos Bancarios		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Facturación Corriente		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Deuda Congelada		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Comisiones	3.00	3.00	6.87	6.87	3.87	129.00%	3.87	129.00%
Amortización Deuda de Periodos Anteriores		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Certificados de Inversión		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Pagos Financieros (Embargos)		0.00	25.89	25.89	25.89	100.00%	25.89	100.00%
F.1.- Sub-Total Pagos Financieros	3.30	3.30	33.04	33.04	29.74	901.21%	29.74	901.21%
Fondo de Estabilización Tarifaria		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Pagos Compensados CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Chami Isa & Asociados CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Ayuntamientos	22.00	22.00	22.48	22.48	0.48	2.17%	0.48	2.17%
Compensado: Gobierno		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Ede-Nor/Sur		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Generadores		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Pagos Compensados		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
F.2.-Sub-Total Compensaciones	22.00	22.00	22.48	22.48	0.48	2.17%	0.48	2.17%
TOTAL PAGOS FINANCIEROS & COMPENSACIONES	25.30	25.30	55.52	55.52	30.22	119.44%	30.22	119.44%
(II) PAGOS TOTALES (D+E+F)	1,944.89	1,944.89	1,455.71	1,455.71	(489.17)	-25.15%	(489.17)	-25.15%
RESULTADO DEL PERIODO (I+II)	(898.57)	(898.57)	(602.32)	(602.32)	296.25	-32.97%	296.25	-32.97%
más								
SALDO INICIAL	0.00	0.00	(0.16)	(0.16)	(0.16)	100.00%	(0.16)	100.00%
Capex (pagos realizados) (Inversiones)	(102.86)	(102.86)	(159.00)	(159.00)	(56.14)	54.58%	(56.14)	54.58%
Aporte Gobierno para Inversiones		0.00	237.95	237.95	237.95	100.00%	237.95	100.00%
Aporte Gobierno 75 % Sectores PRA		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Aporte Gobierno al Déficit de Caja	340.00	340.00	568.35	568.35	228.35	67.16%	228.35	67.16%
SALDO FINAL	(661.43)	(661.43)	44.82	44.82	706.24	-106.78%	706.24	-106.78%

Datos Complementarios	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	%	Absoluta	%
Energía Comprada (GWh)	242.63	242.63	245.90	245.90	3.27	1.35%	3.27	1.35%
Energía 75% BB.MM. (GWh)	15.29	15.29	12.90	12.90	(2.39)	-15.63%	(2.39)	-15.63%
Compras Energía (MM RD\$)	982.35	982.35	1,104.61	1,104.61	122.26	12.45%	122.26	12.45%
Compras Energía 75% BB.MM. (MM RD\$)	61.79	61.79	0.00	0.00	(61.79)	-100.00%	(61.79)	-100.00%
Compra de Energía Preliminar mes siguiente	1,066.71	1,066.71	1,036.53	1,036.53	(30.18)	-2.83%	(30.18)	-2.83%
Energía Facturada (GWh)	173.70	173.70	186.60	186.60	12.90	7.43%	12.90	7.43%
Cobros	1,023.07	1,023.07	916.60	916.60	(106.47)	-10.41%	(106.47)	-10.41%
Energía Recuperada [GWh]		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Pérdidas Proyectadas (%)	28.41%	28.41%	27.90%	27.90%	(0.01)	-0.51%	-0.51%	-0.51%
Facturación No -PRA MM RD\$		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Fondo Est. Tarifa		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%

Anexo 2

Flujo de Caja

EdeSur



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

CORPORACION DOMINICANA DE EMPRESAS ELECTRICAS ESTATALES
UNIDAD DE ANALISIS Y SEGUIMIENTO
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD EDESUR
SISTEMA DE SEGUIMIENTO BASICO DE EJECUCION MENSUAL
Enero 2009
(RDS Millones)

	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	%	Absoluta	%
A.- INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA								
Cobros Comerciales								
Ventas de Energía Sectores No PRA	1,247.78	1,247.78	1,014.26	1,014.26	(233.52)	-18.71%	(233.52)	-18.71%
Inst. Gubernamentales No Cortables	0.00	0.00	83.59	83.59	83.59	100.00%	83.59	100.00%
Ventas de Energía Sectores PRA (25%)	21.12	21.12	15.29	15.29	(5.83)	-27.59%	(5.83)	-27.59%
TOTAL COBROS COMERCIALES	1,268.90	1,268.90	1,113.15	1,113.15	(155.75)	-12.27%	(155.75)	-12.27%
Ingresos Especializados & A Compensar								
Fondo de Estabilización Tarifaria	0.00	0.00	113.24	113.24	113.24	100.00%	113.24	100.00%
A Compensar: Ayuntamientos	37.43	37.43	5.28	5.28	(32.16)	-85.90%	(32.16)	-85.90%
A Compensar: Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Ede-Nor/Sur	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Generadores	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Ingresos a Compensar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL INGRESOS ESPECIALIZADOS	37.43	37.43	118.52	118.52	81.09	216.62%	81.09	216.62%
TOTAL INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	1,306.33	1,306.33	1,231.67	1,231.67	(74.66)	-5.72%	(74.66)	-5.72%
B.- INGRESOS FINANCIEROS								
Préstamos Bancarios	0.00	0.00	87.40	87.40	87.40	100.00%	87.40	100.00%
Préstamos CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos Entre Empresas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Cobros de Intereses Deudas con el Sector	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Certificados de Inversión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Ingresos Financieros	1.71	1.71	1.73	1.73	0.02	0.99%	0.02	0.99%
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	1.71	1.71	89.13	89.13	87.42	5102.71%	87.42	5102.71%
C.- OTROS INGRESOS								
Otros Ingresos	7.75	7.75	0.21	0.21	(7.54)	-97.25%	(7.54)	-97.25%
AES - Peaje	0.00	0.00	0.00	0.00				
TOTAL OTROS INGRESOS	7.75	7.75	0.21	0.21	(7.54)	-97.25%	(7.54)	-97.25%
1.- INGRESOS TOTALES (A+B+C)	1,315.80	1,315.80	1,321.02	1,321.02	5.22	0.40%	5.22	0.40%
D.- PAGOS OPERATIVOS								
Personal	95.16	95.16	73.96	73.96	(21.19)	-22.27%	(21.19)	-22.27%
Proveedores (Generales & Administrativos)	95.83	95.83	185.59	185.59	89.77	93.68%	89.77	93.68%
Impuestos	14.32	14.32	18.85	18.85	4.53	31.67%	4.53	31.67%
Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL PAGOS OPERATIVOS	205.30	205.30	278.41	278.41	73.11	35.61%	73.11	35.61%
E.-PAGOS DE ENERGIA								
E.1.-Generadores								
Itabo	139.58	139.58	180.53	180.53	40.95	29.33%	40.95	29.33%
Haina	450.15	450.15	335.62	335.62	(114.53)	-25.44%	(114.53)	-25.44%
CDEEE	298.94	298.94	426.19	426.19	127.25	42.57%	127.25	42.57%
CDEEE Acuerdo PALAMARA	21.34	21.34	0.00	0.00	(21.34)	-100.00%	(21.34)	-100.00%
Metaldom	64.17	64.17	132.21	132.21	68.04	106.02%	68.04	106.02%
Puerto Plata	0.90	0.90	0.00	0.00	(0.90)	-100.00%	(0.90)	-100.00%
Monte Rio	89.86	89.86	55.39	55.39	(34.47)	-38.36%	(34.47)	-38.36%
Dominican Power Partner	0.00	0.00	1.52	1.52	1.52	100.00%	1.52	100.00%
AES Andrés	7.68	7.68	35.19	35.19	27.51	358.41%	27.51	358.41%
Palamara	139.10	139.10	217.07	217.07	77.96	56.05%	77.96	56.05%
Seaboard	81.09	81.09	170.73	170.73	89.64	110.54%	89.64	110.54%
Laesa (Cecusa)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Consorcio LAESA	3.85	3.85	109.09	109.09	105.24	2736.50%	105.24	2736.50%
TOTAL PAGOS A GENERADORES	1,296.66	1,296.66	1,663.53	1,663.53	366.87	28.29%	366.87	28.29%
E.2.-Pago a Instituciones Regulatorias								
SIE	6.45	6.45	6.00	6.00	(0.45)	-6.99%	(0.45)	-6.99%
Comisión Nac. de Energía	4.30	4.30	2.92	2.92	(1.38)	-32.00%	(1.38)	-32.00%
Organismo Coordinador	1.93	1.93	1.40	1.40	(0.53)	-27.26%	(0.53)	-27.26%
PAEF	2.50	2.50	2.49	2.49	(0.01)	-0.39%	(0.01)	-0.39%
Aporte Barrios Carenciados (48%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Pagos a Ayuntamientos	26.15	26.15	35.20	35.20	9.05	34.59%	9.05	34.59%
TOTAL INSTITUCIONES REGULATORIAS	41.33	41.33	48.01	48.01	6.68	16.17%	6.68	16.17%
TOTAL PAGOS ENERGIA (E.1+E.2+E.3)	1,337.99	1,337.99	1,711.54	1,711.54	373.56	27.92%	373.56	27.92%
F.- PAGOS FINANCIEROS & COMPENSACIONES								
Préstamos Bancarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos entre Empresas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Préstamos Bancarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Facturación Corriente	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Deuda Congelada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Comisiones	2.20	2.20	0.05	0.05	(2.15)	-97.94%	(2.15)	-97.94%
Amortización Deuda de Periodos Anteriores	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Certificados de Inversión	0.00	0.00	68.40	68.40	68.40	100.00%	68.40	100.00%
Otros Pagos Financieros	3.12	3.12	0.00	0.00	(3.12)	-100.00%	(3.12)	-100.00%
F.1.- Sub-Total Pagos Financieros	5.32	5.32	68.45	68.45	63.13	1187.29%	63.13	1187.29%
Fondo de Estabilización Tarifaria	0.00	0.00	113.24	113.24	113.24	100.00%	113.24	100.00%
Pagos Compensados CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Chamí Isa & Asociados CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Ayuntamientos	37.43	37.43	5.28	5.28	(32.16)	-85.90%	(32.16)	-85.90%
Compensado: Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Ede-Nor/Sur	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Generadores	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Pagos Compensados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
F.2.-Sub-Total Compensaciones	37.43	37.43	118.52	118.52	81.09	216.62%	81.09	216.62%
TOTAL PAGOS FINANCIEROS & COMPENSACIONES	42.75	42.75	186.97	186.97	144.22	337.35%	144.22	337.35%
(II) PAGOS TOTALES (D+E+F)	1,586.04	1,586.04	2,176.92	2,176.92	590.89	37.26%	590.89	37.26%
RESULTADO DEL PERIODO (I+II)	(270.24)	(270.24)	(855.91)	(855.91)	(585.67)	216.72%	(585.67)	216.72%
más								
SALDO INICIAL	0.00	0.00	467.84	467.84	467.84	100.00%	467.84	100.00%
Capex (pagos realizados) (Inversiones)	(99.39)	(99.39)	(50.97)	(50.97)	48.42	-48.72%	48.42	-48.72%
Aporte Gobierno para Inversiones	0.00	0.00	237.95	237.95	237.95	100.00%	237.95	100.00%
Aporte Gobierno 75% Sectores PRA	140.96	140.96	0.00	0.00	(140.96)	-100.00%	(140.96)	-100.00%
Aporte Gobierno al Déficit de Caja	0.00	0.00	543.83	543.83	543.83	100.00%	543.83	100.00%
SALDO FINAL	(228.67)	(228.67)	342.75	342.75	571.42	-249.89%	571.42	-249.89%

Datos Complementarios	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	%	Absoluta	%
Energía Comprada (GWh)	313.37	313.37	314.69	314.69	1.32	0.42%	1.32	0.42%
Energía 75% BB.MM. (GWh)	34.64	34.64	27.48	27.48	(7.16)	-20.66%	(7.16)	-20.66%
Compras Energía (MM RDS)	1,275.32	1,275.32	1,361.87	1,361.87	86.56	6.79%	86.56	6.79%
Compras Energía 75% BB.MM. (MM RDS)	140.96	140.96	128.27	128.27	(12.70)	-9.01%	(12.70)	-9.01%
Compra de Energía Preliminar mes siguiente	0.00	0.00	1,276.25	1,276.25	1,276.25	100.00%	1,276.25	100.00%
Energía Facturada (GWh)	209.12	209.12	200.96	200.96	(8.16)	-3.90%	(8.16)	-3.90%
Cobros	1,247.78	1,247.78	1,242.93	1,242.93	(4.85)	-0.39%	(4.85)	-0.39%
Energía Recuperada [GWh]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Pérdidas Proyectadas (%)	21.73%	21.73%	27.73%	27.73%	0.06	5.99%	0.06	5.99%
Facturación No -PRA MM RDS	1,439.29	1,439.29	1,365.35	1,365.35	(73.94)	-5.14%	(73.94)	-5.14%
Fondo Est. Tarifa	0.00	0.00	113.24	113.24	113.24	100.00%	113.24	100.00%

Anexo 3

Flujo de Caja

EdeEste



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

CORPORACION DOMINICANA DE EMPRESAS ELECTRICAS ESTATALES
UNIDAD DE ANALISIS Y SEGUIMIENTO
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD EDEESTE
SISTEMA DE SEGUIMIENTO BASICO DE EJECUCION MENSUAL
Enero 2009
(RDS Millones)

	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	%	Absoluta	%
A.- INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA								
Cobros Comerciales								
Ventas de Energia Sectores No PRA	900.54	900.54	648.67	648.67	(251.87)	-27.97%	(251.87)	-27.97%
Inst. Gubernamentales No Cortables	85.16	85.16	99.83	99.83	14.67	17.22%	14.67	17.22%
Ventas de Energia Sectores PRA (25%)	19.21	19.21	21.66	21.66	2.45	12.75%	2.45	12.75%
TOTAL COBROS COMERCIALES	1,004.92	1,004.92	770.17	770.17	(234.75)	-23.36%	(234.75)	-23.36%
Ingresos Especializados & A Compensar								
Fondo de Estabilización Tarifaria		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Ayuntamientos		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Gobierno		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Ede-Nor/Sur		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A Compensar: Generadores		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Ingresos a Compensar		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL INGRESOS ESPECIALIZADOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	1,004.92	1,004.92	770.17	770.17	(234.75)	-23.36%	(234.75)	-23.36%
B.- INGRESOS FINANCIEROS								
Préstamos Bancarios		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos Entre Empresas		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Cobros de Intereses Deudas con el Sector		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Certificados de Inversión		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Ingresos Financieros		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.- OTROS INGRESOS								
Otros Ingresos	19.46	19.46	1.32	1.32	(18.14)	-93.24%	(18.14)	-93.24%
TOTAL OTROS INGRESOS	19.46	19.46	1.32	1.32	(18.14)	-93.24%	(18.14)	-93.24%
1.- INGRESOS TOTALES (A+B+C)	1,024.38	1,024.38	771.48	771.48	(252.90)	-24.69%	(252.90)	-24.69%
D.- PAGOS OPERATIVOS								
Personal	62.29	62.29	49.92	49.92	(12.37)	-19.86%	(12.37)	-19.86%
Proveedores (Generales & Administrativos)	132.87	132.87	133.91	133.91	1.04	0.78%	1.04	0.78%
Impuestos	4.91	4.91	20.55	20.55	15.63	318.16%	15.63	318.16%
Otros		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL PAGOS OPERATIVOS	200.08	200.08	204.37	204.37	4.30	2.15%	4.30	2.15%
E.-PAGOS DE ENERGIA								
E.1.-Generadores								
Itabo	209.99	209.99	85.86	85.86	(124.12)	-59.11%	(124.12)	-59.11%
Haina	212.52	212.52	244.27	244.27	31.75	14.94%	31.75	14.94%
CDEEE	140.29	140.29	70.93	70.93	(69.36)	-49.44%	(69.36)	-49.44%
CDEEE Acuerdo PALAMARA		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
EGEHID		0.00	39.23	39.23	39.23	100.00%	39.23	100.00%
ETED		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Metaldom		0.00	0.40	0.40	0.40	100.00%	0.40	100.00%
Puerto Plata		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Monte Rio		0.00	7.62	7.62	7.62	100.00%	7.62	100.00%
Dominican Power Partner	428.79	428.79	181.06	181.06	(247.72)	-57.77%	(247.72)	-57.77%
AES Andrés	97.21	97.21	125.14	125.14	27.93	28.74%	27.93	28.74%
Palamara		0.00	23.01	23.01	23.01	100.00%	23.01	100.00%
Seaboard		0.00	5.52	5.52	5.52	100.00%	5.52	100.00%
Laesa (Cecusa)	31.58	31.58	1.39	1.39	(30.19)	-95.59%	(30.19)	-95.59%
Otros		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
CEPP		0.00	2.97	2.97	2.97	100.00%	2.97	100.00%
Consorcio LAESA		0.00	4.62	4.62	4.62	100.00%	4.62	100.00%
TOTAL PAGOS A GENERADORES	1,120.37	1,120.37	792.01	792.01	(328.35)	-29.31%	(328.35)	-29.31%
E.2.-Pago a Instituciones Regulatorias								
SIE	3.93	3.93	5.71	5.71	1.78	45.39%	1.78	45.39%
Comisión Nac. de Energia	1.55	1.55	1.56	1.56	0.01	0.55%	0.01	0.55%
Organismo Coordinador	1.15	1.15	2.68	2.68	1.53	132.93%	1.53	132.93%
PAEF	1.24	1.24	0.00	0.00	(1.24)	-100.00%	(1.24)	-100.00%
Aporte Barrios Carenciados (48%)	9.22	9.22	0.00	0.00	(9.22)	-100.00%	(9.22)	-100.00%
TOTAL INSTITUCIONES REGULATORIAS	17.09	17.09	9.95	9.95	(7.14)	-41.78%	(7.14)	-41.78%
TOTAL PAGOS ENERGIA (E.1+E.2+E.3)	1,137.46	1,137.46	801.96	801.96	(335.49)	-29.50%	(335.49)	-29.50%
F.- PAGOS FINANCIEROS & COMPENSACIONES								
Préstamos Bancarios		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Préstamos entre Empresas		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Préstamos Bancarios		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Intereses sobre Facturación Corriente	53.59	53.59	40.00	40.00	(13.59)	-25.36%	(13.59)	-25.36%
Intereses sobre Deuda Congelada		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Comisiones		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Amortización Deuda de Periodos Anteriores		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Certificados de Inversión		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Pagos Financieros	4.39	4.39	3.13	3.13	(1.26)	-28.79%	(1.26)	-28.79%
F.1.- Sub-Total Pagos Financieros	57.98	57.98	43.12	43.12	(14.86)	-25.62%	(14.86)	-25.62%
Fondo de Estabilización Tarifaria		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Pagos Compensados CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Chami Isa & Asociados CDEEE		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Ayuntamientos		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Gobierno		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Ede-Nor/Sur		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compensado: Generadores		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Otros Pagos Compensados		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
F.2.-Sub-Total Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
TOTAL PAGOS FINANCIEROS & COMPENSACIONES	57.98	57.98	43.12	43.12	(14.86)	-25.62%	(14.86)	-25.62%
(II) PAGOS TOTALES (D+E+F)	1,395.52	1,395.52	1,049.46	1,049.46	(346.06)	-24.80%	(346.06)	-24.80%
RESULTADO DEL PERIODO (I+II)	(371.14)	(371.14)	(277.98)	(277.98)	93.16	-25.10%	93.16	-25.10%
más								
SALDO INICIAL	714.73	714.73	229.07	229.07	(485.66)	-67.95%	(485.66)	-67.95%
Capex (pagos realizados) (Inversiones)	(93.00)	(93.00)	(117.00)	(117.00)	(24.00)	25.81%	(24.00)	25.81%
Aporte Gobierno para Inversiones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Aporte Gobierno 75% Sectores PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Aporte Gobierno al Déficit de Caja	237.27	237.27	302.66	302.66	65.40	27.56%	65.40	27.56%
SALDO FINAL	487.85	487.85	136.75	136.75	(351.10)	-71.97%	(351.10)	-71.97%

Datos Complementarios	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	%	Absoluta	%
Energia Comprada (GWh)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Energia 75% BB.MM. (GWh)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compras Energia (MM RD\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compras Energia 75% BB.MM. (MM RD\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Compra de Energia Preliminar mes siguiente	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Energia Facturada (GWh)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Cobros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Energia Recuperada [GWh]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Pérdidas Proyectadas (%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Facturacion No -PRA MM RD\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Fondo Est. Tarifa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%

Anexo 4

Flujo de Caja

CDEEE



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico



Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales

FLUJO DE EFECTIVO
Al 31 DE ENERO 2009
(VALORES EN RD\$)

	Programado		Ejecutado		VARIACION	
	ENERO	ACUMULADO	ENERO	ACUMULADO	PERIODO	ACUMULADO
FLUJO DE CAJA ACTIVIDAD DE OPERACIONES						
I- Ingresos Operativos						
522-1 Ingresos por Ventas de Energía (Venta de Energía del Estado)	4,580,159,166.67	0.00	850,223,711.52	850,223,711.52	(850,223,711.52)	(850,223,711.52)
522.1.1 - Empresa Distribuidora de electricidad del Norte, S.A	-	-	326,355,571.72	326,355,571.72	(326,355,571.72)	(326,355,571.72)
522.1.2 - Empresa Distribuidora de electricidad del Sur, S.A	-	-	356,567,845.67	356,567,845.67	(356,567,845.67)	(356,567,845.67)
522.1.3 - Empresa Distribuidora de electricidad del Este, S.A	-	-	150,014,941.26	150,014,941.26	(150,014,941.26)	(150,014,941.26)
522.1.4 - AES-Andres	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.5 - ES Dominicana Power Partner	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.6 - Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.7 - Generadora Palamara-La Vega	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.8 - Consorcio LAESA	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.9 - Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.10- Monte Rio-Power Corporation	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.11- Maxon Engineering Incorporated, S.A	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.12- Metaldom	-	16,697,597.00	16,697,597.00	16,697,597.00	(16,697,597.00)	(16,697,597.00)
522.1.13- Depósitos Programa de Reduccion de Apagones	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.14- Clientes Alto Bandera	-	587,755.87	587,755.87	587,755.87	(587,755.87)	(587,755.87)
522.1.15- Servicios Auxiliares	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.16- Operadora Zonas Francas	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.1.17- Ingresos por Suministro de Combustible	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522-2- Ingresos de Transmisión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.1- Peaje	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.1- Empresa Distribuidora de electricidad del Norte, S.A	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.2- Empresa Distribuidora de electricidad del Sur, S.A	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.3- Empresa Distribuidora de electricidad del Este, S.A	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.4- Empresa Generadora de Elect. Itabo, S.A.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.5- Consorcio LAESA	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.6- Empresa Generadora de Elect. Haina, S.A.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.7- Generadora Palamara-La Vega, S.A	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.8- AES-Andres	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.9- AES Dominican Power Partners	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.10- Maxon Engineering Incorporated, S.A.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.11- Monte Rio-Power Corporation	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.12- Metaldom	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.13- Peaje Acuerdo Palamara	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.2- Derecho de Conexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.2.1- Empresa Distribuidora de electricidad del Norte, S.A	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.2.2- Empresa Distribuidora de electricidad del Sur, S.A	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
522.2.2.3- Empresa Distribuidora de electricidad del Este, S.A	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
5-1 Otros Ingresos Operativos	286,314,123.92	286,314,123.92	500,002.83	500,002.83	285,814,121.09	285,814,121.09
534.1.1- Alquileres	316,666.67	316,666.67	305,343.80	305,343.80	11,322.87	11,322.87
599.1.2- Reembolso	-	-	194,659.03	194,659.03	(194,659.03)	(194,659.03)
599.1.3- Intereses facturación	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
599.1.4- Cesión de Crédito (Acuerdo PALAMARA-LA VEGA)	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
599.1.5- Ingresos de Hidroeléctrica	285,997,457.25	285,997,457.25	0.00	0.00	285,997,457.25	285,997,457.25
599.1.6- Ingresos de Transmisión	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
5-2- Ingresos Financieros Corrientes	0.00	0.00	27,595.42	27,595.42	(27,595.42)	(27,595.42)
599.2.1- Intereses Cobrados	-	-	27,595.42	27,595.42	(27,595.42)	(27,595.42)
A- Total de Ingresos Operativos	4,866,473,290.59	286,314,123.92	850,751,309.77	850,751,309.77	(564,437,185.85)	(564,437,185.85)
E- Egresos Operativos						0.00
1- Gastos de Personal	85,783,333.33	85,783,333.33	196,357,719.99	196,357,719.99	(110,574,386.66)	(110,574,386.66)
111. Sueldos Fijos	51,400,000.00	51,400,000.00	86,663,161.43	86,663,161.43	(35,263,161.43)	(35,263,161.43)
112. Sueldos Fijos Personal Tramite Pension	-	-	278,294.69	278,294.69	(278,294.69)	(278,294.69)
121. Sueldos Personal Cont. Y/O Igualado	3,747,500.00	3,747,500.00	24,178,030.96	24,178,030.96	(20,430,530.96)	(20,430,530.96)
122. Sueldo Personal Nominal	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
123. Suplencias	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
131. Prima Por Antigüedad	2,909,578.96	2,909,578.96	0.00	0.00	2,909,578.96	2,909,578.96
132. Comp. Por Gastos Alimentacion	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
133. Comp. Por Horas Extraordinarias	-	-	2,234,481.98	2,234,481.98	(2,234,481.98)	(2,234,481.98)
134. Primas De Transporte	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
135. Especialismos	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
136. Comp.De Servicios Prest. En Vacaciones	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
137. Compensacion Por Servicios De Seguridad	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
138. Compensacion Por Resultados	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
139. Compensacion Por Distancia	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
141. Jornales	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
142. Sobrejornales	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
151. Honorarios Profesionales Y Tecnicos	12,506,394.49	12,506,394.49	65,690,079.66	65,690,079.66	(53,183,685.17)	(53,183,685.17)
152. Honorarios Servicios Especiales	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
161. Dietas En El Pais	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
162. Gastos De Representacion En El Exterior	31,583.33	31,583.33	0.00	0.00	31,583.33	31,583.33
181. Regalia Pascual	8,739,715.44	8,739,715.44	0.00	0.00	8,739,715.44	8,739,715.44
182. Prestaciones	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
183. Prestaciones Laborales	1,864,048.32	1,864,048.32	2,909,549.49	2,909,549.49	(1,045,501.17)	(1,045,501.17)
184. Pago De Vacaciones	771,302.78	771,302.78	238,627.65	238,627.65	532,675.13	532,675.13
191. Contr. Al Seguro De Salud Y Riesgos Lab	3,813,210.01	3,813,210.01	14,165,494.13	14,165,494.13	(10,352,284.12)	(10,352,284.12)
192. Contribuciones Al Seguro De Pensiones	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
193. Contribuciones Al Seguro De Riesgo Laboral	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00

	Programado		Ejecutado		VARIACION	
	ENERO	ACUMULADO	ENERO	ACUMULADO	PERIODO	ACUMULADO
B-2- Servicios No Personales	14,940,833.33	14,940,833.33	54,103,650.58	54,103,650.58	(39,162,817.25)	(39,162,817.25)
211. Radio Y Comunicaciones	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
212. Servicios Telefonicos De Larga Distancia	-	-	569,747.40	569,747.40	(569,747.40)	(569,747.40)
213. Telefono Local	-	-	325,035.44	325,035.44	(325,035.44)	(325,035.44)
214. Telefax Y Correos	-	-	1,809,532.49	1,809,532.49	(1,809,532.49)	(1,809,532.49)
215. Servicio De Internet Y Tv. Por Cable	-	-	375.00	375.00	(375.00)	(375.00)
221. Electricidad	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
222. Agua	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
223. Lavanderia, Limpieza E Higiene	-	-	12,109.86	12,109.86	(12,109.86)	(12,109.86)
224. Residuos Solidos	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
231. Publicidad Y Propaganda	-	-	10,106,335.36	10,106,335.36	(10,106,335.36)	(10,106,335.36)
232. Impresion Y Encuademacion	-	-	74,079.02	74,079.02	(74,079.02)	(74,079.02)
241. Viaticos Dentro Del Pais	-	-	1,868,917.80	1,868,917.80	(1,868,917.80)	(1,868,917.80)
242. Viaticos Fuera Del Pais	-	-	1,229,090.72	1,229,090.72	(1,229,090.72)	(1,229,090.72)
251. Pasaje	-	-	2,708,655.68	2,708,655.68	(2,708,655.68)	(2,708,655.68)
252. Flete	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
253. Almacenaje	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
254. Peaje	-	-	11,075.00	11,075.00	(11,075.00)	(11,075.00)
Alquileres						
261. Edificios Y Locales	-	-	416,089.00	416,089.00	(416,089.00)	(416,089.00)
262. Equipos De Produccion	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
263. Maquinarias Y Equipos De Oficina	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
264. Eq. De Transporte, Traccion Y Elevacion	-	-	184,583.32	184,583.32	(184,583.32)	(184,583.32)
265. Tierras Y Terrenos	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
269. Otros Alquileres	-	-	70,025.40	70,025.40	(70,025.40)	(70,025.40)
271. Seguros De Bienes Inmuebles	-	-	1,349,350.63	1,349,350.63	(1,349,350.63)	(1,349,350.63)
272. Seguros De Bienes Muebles	-	-	311,623.87	311,623.87	(311,623.87)	(311,623.87)
273. Seguros De Personas	-	-	72,456.28	72,456.28	(72,456.28)	(72,456.28)
281. OTRAS Menores	-	-	369,742.18	369,742.18	(369,742.18)	(369,742.18)
282. Maquinarias Y Equipos De Oficina	-	-	761,256.43	761,256.43	(761,256.43)	(761,256.43)
283. Construcciones Temporales	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
291. Gastos Judiciales	14,940,833.33	14,940,833.33	11,191,100.00	11,191,100.00	3,749,733.33	3,749,733.33
292. Comisiones Y Gastos Bancarios	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
293. Auditorias Y Estudios Financieros	-	-	1,856,376.00	1,856,376.00	(1,856,376.00)	(1,856,376.00)
294. Servicios Funerarios Y Gastos Conexos	-	-	14,695.00	14,695.00	(14,695.00)	(14,695.00)
295. Servicios Especiales	-	-	30,219.75	30,219.75	(30,219.75)	(30,219.75)
296. Servicios Tecnicos Y Profesionales	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
297. Impuestos, Derechos Y Tasas	-	-	18,761,178.95	18,761,178.95	(18,761,178.95)	(18,761,178.95)
298. Intereses De Intituciones Financieras	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
299. Otros Servicios No Personales	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
B.3- Materiales y Suministros	0.00	0.00	15,604,368.40	15,604,368.40	(15,604,368.40)	(15,604,368.40)
311. Alimentos Y Bebidas Para Personas	-	-	6,267,095.14	6,267,095.14	(6,267,095.14)	(6,267,095.14)
312. Alimentos Para Animales	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
313. Productos Agroforestales Y Pecuarios	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
321. Hilados Y Telas	-	-	22,150.05	22,150.05	(22,150.05)	(22,150.05)
322. Acabados Textiles	-	-	140,554.86	140,554.86	(140,554.86)	(140,554.86)
323. Prendas De Vestir	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
324. Calzados	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
331. Papel De Escritorio	-	-	283,516.40	283,516.40	(283,516.40)	(283,516.40)
332. Productos De Papel Y Carton	-	-	37,671.62	37,671.62	(37,671.62)	(37,671.62)
333. Productos De Artes Graficas	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
334. Libros, Revistas Y Periodicos	-	-	12,000.00	12,000.00	(12,000.00)	(12,000.00)
335. Textos De Enseñanzas	-	-	10,000.00	10,000.00	(10,000.00)	(10,000.00)
336. Especies Timbradas Y Valoradas	-	-	45,815.25	45,815.25	(45,815.25)	(45,815.25)
341. Combustibles Y Lubricantes	-	-	3,500,299.46	3,500,299.46	(3,500,299.46)	(3,500,299.46)
342. Productos Químicos Y Conexos	-	-	210,117.38	210,117.38	(210,117.38)	(210,117.38)
343. Productos Farmaceuticos Y Conexos	-	-	8,445.85	8,445.85	(8,445.85)	(8,445.85)
351. Cueros Y Pielés	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
352. Artículos De Cueros	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
353. Llantas Y Neumaticos	-	-	516,105.43	516,105.43	(516,105.43)	(516,105.43)
354. Artículos De Cauchos	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
355. Artículos De Plásticos	-	-	100,489.41	100,489.41	(100,489.41)	(100,489.41)
361. Productos De Cemento Asbesto	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
362. Productos De Vidrio, Loza Y Porcelana	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
363. Cemento, Cal Y Yeso	-	-	4,401.82	4,401.82	(4,401.82)	(4,401.82)
364. Productos De Arcilla	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
365. Productos Metalicos	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
366. Minerales	-	-	7,273.20	7,273.20	(7,273.20)	(7,273.20)
391. Material De Limpieza	-	-	231,756.60	231,756.60	(231,756.60)	(231,756.60)
392. Utiles De Escritorio, Oficina Y Enseñanza	-	-	367,832.50	367,832.50	(367,832.50)	(367,832.50)
393. Utiles Menores Medico - Quirurgicos	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
394. Utiles De Deportes Y Recreativos	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
395. Utiles De Cocina Y Comedor	-	-	8,955.84	8,955.84	(8,955.84)	(8,955.84)
396. Productos Electricos Y Afines	-	-	2,251,899.79	2,251,899.79	(2,251,899.79)	(2,251,899.79)
397. Mat. Y Utiles De Relacionados Con Informatica	-	-	914,454.58	914,454.58	(914,454.58)	(914,454.58)
398. Equipo Militar	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
399. Utiles Diversos	-	-	663,533.22	663,533.22	(663,533.22)	(663,533.22)
4.- Transferencias Corrientes a Inst.Publicas descentralizadas	3,130,992.87	3,130,992.87	7,013,674.53	7,013,674.53	(3,882,681.66)	(3,882,681.66)
421.1-Ayudas Y Donaciones	-	-	2,985,045.00	2,985,045.00	(2,985,045.00)	(2,985,045.00)
424.1-Becas y Viajes de Estudio	762,659.54	762,659.54	140,747.25	140,747.25	621,912.29	621,912.29
432.1-Transmisión	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
432.2-Hidroeléctrica	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
432.3-Organismos Coordinadores	2,368,333.33	2,368,333.33	3,887,882.28	3,887,882.28	(1,519,548.95)	(1,519,548.95)

	Programado		Ejecutado		VARIACION	
	ENERO	ACUMULADO	ENERO	ACUMULADO	PERIODO	ACUMULADO
B.5.- Activos no Financieros	17,569,515.70	17,569,515.70	2,116,065.59	2,116,065.59	15,453,450.11	15,453,450.11
611. Maquinarias Y Equipos De Produccion		-	0.00	0.00	0.00	0.00
612. Equipo Educacional Y Recreativo		-	0.00	0.00	0.00	0.00
613. Equipo De Transporte, Traccion Y Elevacion	523,291.15	523,291.15	0.00	0.00	523,291.15	523,291.15
614. Equipo De Computacion	693,637.26	693,637.26	898,552.06	898,552.06	(204,914.80)	(204,914.80)
615. Equipo Medico-Sanitario		-	0.00	0.00	0.00	0.00
616. Equipo De Comunicación Y Señalamiento	8,625.02	8,625.02	0.00	0.00	8,625.02	8,625.02
617. Equipos Y Muebles De Oficina	100,759.66	100,759.66	243,358.09	243,358.09	(142,598.43)	(142,598.43)
618. Herramientas Y Repuestos Mayores	2,083.33	2,083.33	0.00	0.00	2,083.33	2,083.33
619. Equipos Varios	3,427,114.68	3,427,114.68	0.00	0.00	3,427,114.68	3,427,114.68
621. Terrenos	11,487,500.00	11,487,500.00	0.00	0.00	11,487,500.00	11,487,500.00
622. Edificios		-	0.00	0.00	0.00	0.00
623. Expropiacion De Bienes		-	0.00	0.00	0.00	0.00
631. Vias De Comunicacion		-	0.00	0.00	0.00	0.00
632. Obras Y Plantaciones Agrícolas		-	0.00	0.00	0.00	0.00
633. Obras Urbanísticas		-	0.00	0.00	0.00	0.00
634. Obras Hidráulicas Y Sanitarias		-	0.00	0.00	0.00	0.00
635. Edificaciones	541,666.67	541,666.67	0.00	0.00	541,666.67	541,666.67
636. Obras De Energia		-	974,155.44	974,155.44	(974,155.44)	(974,155.44)
637. Obras De Telecomunicaciones		-	0.00	0.00	0.00	0.00
638. Supervision E Inspeccion De Obras		-	0.00	0.00	0.00	0.00
639. Otras Construcciones Y Mejoras	297,083.33	297,083.33	0.00	0.00	297,083.33	297,083.33
691. Equipos De Seguridad	9,187.50	9,187.50	0.00	0.00	9,187.50	9,187.50
692. Construcciones Militares		-	0.00	0.00	0.00	0.00
693. Activos Intangibles		-	0.00	0.00	0.00	0.00
694. Programa De Computacion	478,567.10	478,567.10	0.00	0.00	478,567.10	478,567.10
695. Semovientes		-	0.00	0.00	0.00	0.00
696. Obras De Artes Y Elementos Colec.		-	0.00	0.00	0.00	0.00
697. Estudios De Preinversion		-	0.00	0.00	0.00	0.00
2.221- Pago de Factura Corriente Generadores e (IPP'S)	1,250,417,500.0	0.0	907,882,315.2	907,882,315.2	(775,823,556.1)	(775,823,556.1)
(Servicios No Personales)						
221.1- Generadora San Felipe		-	445,211,350.00	445,211,350.00	(445,211,350.00)	(445,211,350.00)
221.2- Cogentrix		-	182,984,406.08	182,984,406.08	(182,984,406.08)	(182,984,406.08)
221.3- Empresa de Transmision Electrica Dominicana		-	0.00	0.00	0.00	0.00
221.4- Generadora Palamra		-	0.00	0.00	0.00	0.00
221.5-Sociedad de Ingenieros del Caribe		-	0.00	0.00	0.00	0.00
221.6-Transcontinental Capital Corp.		-	0.00	0.00	0.00	0.00
221.7- Metaldom		-	0.00	0.00	0.00	0.00
221.8-AES Andres		-	0.00	0.00	0.00	0.00
221.9- Generadora ITABO		-	142,272,800.00	142,272,800.00	(142,272,800.00)	(142,272,800.00)
221.10- Aporte a Distribuidores		-	0.00	0.00	0.00	0.00
221.11- Energy Corp. Caribbean		-	5,355,000.00	5,355,000.00	(5,355,000.00)	(5,355,000.00)
221.12- Laesa		-	24,994,259.07	24,994,259.07		
221.13- Falconbridge Dominicana		-	107,064,500.00	107,064,500.00		
4.- Transferencias Corrientes a Inst.Publicas descentralizadas						
4.2-Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS)	0.00	0.00	40,000,000.00	40,000,000.00	(40,000,000.00)	(40,000,000.00)
432.2.1 -Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS)		-	40,000,000.00	40,000,000.00	(40,000,000.00)	(40,000,000.00)
4.3.- Programa Reducción Apagones (PRA)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
432.3.1.- Programa Reducción Apagones (PRA)		-	0.00	0.00	0.00	0.00
9.- Egresos Financieros Corrientes	5,448,333.33	5,448,333.33	30,234,381.59	30,234,381.59	(24,786,048.26)	(24,786,048.26)
911.1-Intereses Pagados	5,448,333.33	5,448,333.33	28,208,502.25	28,208,502.25	(22,760,168.92)	(22,760,168.92)
931.2-Comisiones Pagadas		-	2,025,879.34	2,025,879.34	(2,025,879.34)	(2,025,879.34)
					0.00	0.00
Total Egresos Operativos	1,377,290,508.56	126,873,008.56	1,253,312,175.83	1,253,312,175.83	(994,380,408.20)	(994,380,408.20)
					0.00	0.00
Balance Neto Corriente del Periodo (I-E)	3,489,182,782.03	159,441,115.36	(402,560,866.06)	(402,560,866.06)	429,943,222.35	429,943,222.35

	Programado		Ejecutado		VARIACION	
	ENERO	ACUMULADO	ENERO	ACUMULADO	PERIODO	ACUMULADO
						0.00
						0.00
FLUJO DE ACTIVIDAD DE INVERSION						0.00
<u>422- Ingresos de Capital</u>	0.00	0.00	1,598,256,969.57	1,598,256,969.57	(1,598,256,969.57)	(1,598,256,969.57)
4.1.- Secretariado Tecnico de la Presidencia (STP)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
422.1.1- EDENORTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
422.1.2- EDESUR	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
422.1.3- EDEESTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
4.2.- Recursos Externos	0.00	0.00	1,598,256,969.57	1,598,256,969.57	(1,598,256,969.57)	(1,598,256,969.57)
C.422.2.1 Hidroeléctrica	0.00	0.00	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	(1,558,498,810.87)	(1,558,498,810.87)
422.2.1.1- Central Hidroelectrica Pinalito	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
422.2.1.2- Minicentrales Hidroelectricas Fase II	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
422.2.1.3- Central Hidroelectrica Palomino	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
422.2.1.4- Proyectos Las Placetas	-	-	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	(1,558,498,810.87)	(1,558,498,810.87)
422.2.1.5- Ev. Energ./Elect. Hid. Moncion y Alim SFM.	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
4.2.2.2- Transmisión	0.00	0.00	39,758,158.70	39,758,158.70	(39,758,158.70)	(39,758,158.70)
422.2.2.1- Construcción 2do. Anillo	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
422.2.2.2- Línea de Transmisión 345 KV Santo Domingo - Santiago	-	-	39,758,158.70	39,758,158.70	(39,758,158.70)	(39,758,158.70)
422.2.2.3- Construcción dos subestaciones móviles	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
4.3.- Recursos del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
422.3.1- Hidroelétrica	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
422.3.2- Transmisión	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
<u>525. Egresos de Capital</u>	0.00	0.00	1,598,256,969.57	1,598,256,969.57	(1,598,256,969.57)	(1,598,256,969.57)
5.1.- Secretariado Tecnico de la Presidencia (STP)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
525.1.1 EDENORTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.1.2 EDESUR	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.1.3 EDEESTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2.- Recursos Externos	-	-	1,598,256,969.57	1,598,256,969.57	(1,598,256,969.57)	(1,598,256,969.57)
525.2.1 Hidroeléctrica	0.00	0.00	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	(1,558,498,810.87)	(1,558,498,810.87)
525.2.1.1 Central Hidroelectrica Pinalito	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.2.1.2 Minicentrales Hidroelectricas Fase II	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.2.1.3 Central Hidroelectrica Palomino	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.2.1.4 Proyectos Las Placetas	-	-	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	(1,558,498,810.87)	(1,558,498,810.87)
525.2.1.5 Ev. Energ./Elect. Hid. Moncion y Alim SFM.	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.2.2 Transmisión	0.00	0.00	39,758,158.70	39,758,158.70	(39,758,158.70)	(39,758,158.70)
525.2.2.1 Construcción 2do. Anillo	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.2.2.2 Línea de Transmisión 345 KV Santo Domingo - Santiago	-	-	39,758,158.70	39,758,158.70	(39,758,158.70)	(39,758,158.70)
525.2.2.3 Construcción 2 subestaciones móviles	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3.- Recursos del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
525.3.1 Hidroeléctrica	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
525.3.2 Transmisión	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
5.4.- Recursos Propios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
525.4.1 Hidroeléctrica	-	-	0.00	0.00	0.00	

	Programado		Ejecutado		VARIACION	
	ENERO	ACUMULADO	ENERO	ACUMULADO	PERIODO	ACUMULADO
FLUJO DE ACTIVIDAD DE FINANCIAMIENTO						0.00
I-8- Ingresos Financieros	0.00	0.00	142,363,600.00	142,363,600.00	(142,363,600.00)	(142,363,600.00)
I812.1 - Préstamo Acuerdo Palamara	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
I812.2 - Préstamos a Corto Plazo	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
I814.1. Préstamos a Largo Plazo	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
I721.1. CANCELACIÓN DE CERTIFICADOS	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
I.3.5. Ventas de divisas			0.00	0.00	0.00	0.00
I812.3. Línea de Crédito (San Felipe)	-	-	142,363,600.00	142,363,600.00	(142,363,600.00)	(142,363,600.00)
I812.4. Línea de Crédito LAESA	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
E-8. Egresos Financieros	119,075,833.33	119,075,833.33	148,053,154.87	148,053,154.87	(28,977,321.54)	(28,977,321.54)
E812.1. Amortización Prestamos Acuerdo Palamara	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
E812.2. Amortización Prestamos a Corto Plazo	-	-	624,354.87	624,354.87	(624,354.87)	(624,354.87)
E814.1. Amortización Prestamos a Largo Plazo	119,075,833.33	119,075,833.33	0.00	0.00	119,075,833.33	119,075,833.33
E721.1. Apertura Certificado Financieros	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
E.3.5. Adquisiciones de Divisa			0.00	0.00	0.00	0.00
E814.2. Línea de Crédito Generadora San Felipe	-	-	142,363,600.00	142,363,600.00	(142,363,600.00)	(142,363,600.00)
E814.3. Línea de Crédito Odebrecht-Pinalito	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
E812.5. Laesa	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
E341.1. Suministro de Combustible para plantas	-	-	5,065,200.00	5,065,200.00	(5,065,200.00)	(5,065,200.00)
Balance de actividad de Financiamiento	(119,075,833.33)	(119,075,833.33)	(5,689,554.87)	(5,689,554.87)	(113,386,278.46)	(113,386,278.46)
ACTIVIDAD POR APOORTE GOBIERNO CENTRAL						0.00
4.- Ingresos por Aportes del Gobierno (Transferencias de la Administración Central)	1,272,592,565.00	1,272,592,565.00	139,099,852.77	139,099,852.77	1,133,492,712.23	1,133,492,712.23
412.1 Aporte Secretaría de Estado de Hacienda en RDS	1,272,592,565.00	1,272,592,565.00	139,099,852.77	139,099,852.77	1,133,492,712.23	1,133,492,712.23
412.2 Aporte Deficit Adicional en RDS	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
412.3 Aporte Especial Sector Electrico en RDS	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
412.4 Programa Reducción Apagones	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
412.5 Aporte S. E. H. Instituciones no Cortables	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
412.6 Aporte S. E. H. Contrapartida Préstamo	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
412.7 Otros Aportes S. E. H (Tormenta Olga)	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
4.- Egresos por Distribución Aportes del Gobierno	4,642,699,513.70	0.00	136,099,852.77	136,099,852.77	(136,099,852.77)	(136,099,852.77)
4.1.- Aportes Sec. de Estado de Hacienda*	0.00	0.00	136,099,852.77	136,099,852.77	(136,099,852.77)	(136,099,852.77)
435.1 EDENORTE	-	-	43,738,184.32	43,738,184.32	(43,738,184.32)	(43,738,184.32)
435.2 EDESUR	-	-	27,650,221.36	27,650,221.36	(27,650,221.36)	(27,650,221.36)
435.3 EDEESTE	-	-	64,711,447.09	64,711,447.09	(64,711,447.09)	(64,711,447.09)
435.4 CDEEE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
4.2.- Aportes Deficit Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
435.2.1 EDENORTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.2.2 EDESUR	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.2.3 EDEESTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.2.4 CDEEE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
4.3.- Pago Aporte Especial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
435.3.1 EDENORTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.3.2 EDESUR	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.3.3 EDEESTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
4.4.- Pago Facturación Inst. Gob. No Cortables	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
435.4.1 EDENORTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.4.2 EDESUR	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.4.3 EDEESTE	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
435.4.4 CDEEE (Comisión 2%)	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00
Balance de Actividad Aporte Gobierno Central (G-H)	(3,370,106,948.70)	1,272,592,565.00	3,000,000.00	3,000,000.00	1,269,592,565.00	1,269,592,565.00
Resumen						
Balance Neto Corriente del Periodo (A-B)	3,489,182,782.03	159,441,115.36	(402,560,866.06)	(402,560,866.06)	429,943,222.35	429,943,222.35
Balance de Capital- Actividades de Inversion (C-D)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos Financieros(H)	(119,075,833.33)	(119,075,833.33)	(5,689,554.87)	(5,689,554.87)	(113,386,278.46)	(113,386,278.46)
Balance de Actividad Aporte Gobierno Central (G-H)	(3,370,106,948.70)	1,272,592,565.00	3,000,000.00	3,000,000.00	1,269,592,565.00	1,269,592,565.00
Superavit (Deficit) del Periodo (A-B)+(C-D)+(E-F)+(G-H)	0.00	1,312,957,847.03	(405,250,420.93)	(405,250,420.93)	1,586,149,508.89	1,586,149,508.89
Saldo Anterior (Balance en Cuenta en Bancos)			464,353,832.02	464,353,832.02		
Variacion en Tasa de Cambio						
Efectivo en Banco al Final del Periodo	0.00	1,312,957,847.03	59,103,411.09	59,103,411.09	1,586,149,508.89	1,586,149,508.89

Anexo 5

Flujo de Caja

EGEHID



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

EMPRESA DE GENERACION HIDROELECTRICA DOMINICANA

Flujo de Caja
Enero
(Valores en RD\$)

DESCRIPCIÓN	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluto	%	Absoluto	%
1.- FLUJO DE CAJA ACTIVIDAD DE OPERACIONES								
<u>A.- Ingresos Operativos</u>								
A.1- Ingresos por Ventas de Energía	566,120,142.14	566,120,142.14	140,475,016.02	140,475,016.02	(425,645,126.12)	-75.19%	(425,645,126.12)	-75.19%
A.1.1 - Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A	151,721,698.61	151,721,698.61	43,169,673.30	43,169,673.30	(108,552,025.31)	-71.55%	(108,552,025.31)	-71.55%
A.1.2 - Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A	33,257,882.60	33,257,882.60	59,306,649.52	59,306,649.52	26,048,766.92	78.32%	26,048,766.92	78.32%
A.1.3 - Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A	168,824,102.34	168,824,102.34	34,511,977.19	34,511,977.19	(134,312,125.15)	-79.56%	(134,312,125.15)	-79.56%
A.1.4- AES-Andres	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.5 - AES Dominicana Power Partner	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.6 - Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A	20,995,171.90	20,995,171.90	0.00	0.00	(20,995,171.90)	-100.00%	(20,995,171.90)	-100.00%
A.1.7 - Generadora Palamara-La Vega	125,233.32	125,233.32	89,716.86	89,716.86	(35,516.46)	-28.36%	(35,516.46)	-28.36%
A.1.8 - Consorcio LAESA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.9 - Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A	15,471,826.10	15,471,826.10	0.00	0.00	(15,471,826.10)	-100.00%	(15,471,826.10)	-100.00%
A.1.10- Monte Rio-Power Corporation	2,264,107.56	2,264,107.56	0.00	0.00	(2,264,107.56)	-100.00%	(2,264,107.56)	-100.00%
A.1.11- Maxon Engineering Incorporated, S.A.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.12- Metaldom	4,576,186.62	4,576,186.62	3,278,369.00	3,278,369.00	(1,297,817.62)	-28.36%	(1,297,817.62)	-28.36%
A.1.13- Compañía Elctrica de Puerto Plata (CEPP)	9,368,149.89	9,368,149.89	0.00	0.00	(9,368,149.89)	-100.00%	(9,368,149.89)	-100.00%
A.1.14- Transcontinental Capital Corporation (SEABORD)	181,590.19	181,590.19	118,630.15	118,630.15	(62,960.04)	-34.67%	(62,960.04)	-34.67%
A.1.15- Transmision (ETED)	1,613,044.91	1,613,044.91	0.00	0.00	(1,613,044.91)	-100.00%	(1,613,044.91)	-100.00%
A.1.16- Corporativa (CDEEE)	157,721,148.11	157,721,148.11	0.00	0.00	(157,721,148.11)	-100.00%	(157,721,148.11)	-100.00%
A.1.17- Operadores de Zona Franca La Romana I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.18- Zona Franca La Romana II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.2- Otros Ingresos Operativos	0.00	0.00	13,352.68	13,352.68	13,352.68	100.00%	13,352.68	100.00%
A.2.1- Alquileres	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.2.2- Reembolso	0.00	0.00	13,352.68	13,352.68	13,352.68	100.00%	13,352.68	100.00%
A.2.3- Intereses y comisiones de Facturacion	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.2.4- otros ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.3-Ingresos Financieros Corrientes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.3.1- Intereses y Comisiones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.3.2- Intereses Cobrados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.4-Ingresos por Transferencias Corriente	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.4.1- Transferencias de CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.4.2- Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A- Total de Ingresos Operativos	566,120,142.14	566,120,142.14	140,488,368.70	140,488,368.70	(425,631,773.44)	-75.18%	(425,631,773.44)	-75.18%
<u>B.- Egresos Operativos</u>								
<u>B.1- Gastos de Personal</u>	49,497,528.43	49,497,528.43	36,788,484.30	36,788,484.30	(12,709,044.13)	-25.68%	(12,709,044.13)	-25.68%
B.1.1- Sueldos	35,878,855.55	35,878,855.55	31,464,728.55	31,464,728.55	(4,414,127.00)	-12.30%	(4,414,127.00)	-12.30%
B.1.2- Primas y Compensaciones	4,151,405.44	4,151,405.44	2,669,561.46	2,669,561.46	(1,481,843.98)	-35.69%	(1,481,843.98)	-35.69%
B.1.3- Honorarios Profesionales y Técnicos	547,011.71	547,011.71	329,425.00	329,425.00	(217,586.71)	-39.78%	(217,586.71)	-39.78%
B.1.4- Dietas, Viáticos y Transporte	0.00	0.00	180,325.00	180,325.00	180,325.00	100.00%	180,325.00	100.00%
B.1.5- Contribuciones al Seguro de Salud, Pensiones y Riesgo Laboral	4,134,955.78	4,134,955.78	0.00	0.00	(4,134,955.78)	-100.00%	(4,134,955.78)	-100.00%
B.1.6- Beneficios Laborales Adicionales	4,302,955.33	4,302,955.33	253,713.62	253,713.62	(4,049,241.71)	-94.10%	(4,049,241.71)	-94.10%
B.1.7- Otros Gastos de Personal	482,344.62	482,344.62	1,890,730.67	1,890,730.67	1,408,386.05	291.99%	1,408,386.05	291.99%
B.2- Servicios No Personales	8,744,740.93	8,744,740.93	11,057,919.55	11,057,919.55	2,313,178.62	26.45%	2,313,178.62	26.45%
<u>B.2.1- Servicios No Personales</u>	8,744,740.93	8,744,740.93	11,057,919.55	11,057,919.55	2,313,178.62	26.45%	2,313,178.62	26.45%
B.3- Materiales y Suministros	2,499,020.34	2,499,020.34	3,981,978.38	3,981,978.38	1,482,958.04	59.34%	1,482,958.04	59.34%
B.3.1- Combustibles y Lubricantes	1,182,784.69	1,182,784.69	1,242,550.18	1,242,550.18	59,765.49	5.05%	59,765.49	5.05%
B.3.2- Combustibles para Plantas (Con Tarj.)	1,316,235.65	1,316,235.65	2,739,428.20	2,739,428.20	1,423,192.55	108.13%	1,423,192.55	108.13%
B.3.3- Otros Egresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.4.- Activos no Financieros	522,478,815.87	522,478,815.87	19,481,642.41	19,481,642.41	(502,997,173.46)	-96.27%	(502,997,173.46)	-96.27%
<u>B.4.1- Activos no Financieros</u>	522,478,815.87	522,478,815.87	19,481,642.41	19,481,642.41	(502,997,173.46)	-96.27%	(502,997,173.46)	-96.27%
B.5.- Aportes a la CDEEE y Pagos Corrientes	1,130,004.98	1,130,004.98	5,984,858.56	5,984,858.56	4,854,853.58	429.63%	4,854,853.58	429.63%
B.5.1 - Aportes a la CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.5.2 - Pago a Peaje de Transmisión	1,130,004.98	1,130,004.98	5,984,858.56	5,984,858.56	4,854,853.58	429.63%	4,854,853.58	429.63%
B.5.3 - Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.6.- Transferencias Corrientes	2,699,848.04	2,699,848.04	4,156,729.80	4,156,729.80	1,456,881.76	53.96%	1,456,881.76	53.96%
B.6.1- Ayudas y Donaciones a Personas	1,809,899.97	1,809,899.97	1,846,258.77	1,846,258.77	36,358.80	2.01%	36,358.80	2.01%
B.6.2- Becas y Viajes de Estudios	889,948.07	889,948.07	140,210.50	140,210.50	(749,737.57)	-84.25%	(749,737.57)	-84.25%
B.6.3- Otros	0.00	0.00	2,170,260.53	2,170,260.53	2,170,260.53	100.00%	2,170,260.53	100.00%
B.7.- Egresos Financieros Corrientes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.7.1- Intereses y Comisiones y Cargos Bancarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.7.2- Gastos de Financiamiento(Apertura de Certif. Financ.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.7.3- Intereses Deuda	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Total Egresos Operativos	587,049,958.59	587,049,958.59	81,451,613.00	81,451,613.00	(505,598,345.59)	-86.13%	(505,598,345.59)	-86.13%
Balance Neto Corriente del Periodo	(20,929,816.45)	(20,929,816.45)	59,036,755.70	59,036,755.70	79,966,572.15	-382.07%	79,966,572.15	-382.07%

DESCRIPCIÓN	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluto	%	Absoluto	%
C- Flujo Actividades de Inversion								
C.1.- Ingresos de Capital	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.1.1.- Secretariado Tecnico de la Presidencia (STP)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Hidroeléctrica				0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.1.2.- Recursos Externos	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Central Hidroeléctrica Pinalito		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Minicentrales Hidroeléctrica Fase II	221,963,390.30	221,963,390.30	221,963,390.30	221,963,390.30	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Central Hidroeléctrica Palomino		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Proyectos Las Placetas	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Ev. Energ./Elect. Hid. Moncion y Alim SFM.		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.1.3.- Recursos del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Hidroeléctrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.2. Egresos de Capital	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.2.1.- Recursos Externos	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	1,780,462,201.17	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Central Hidroeléctrica Pinalito		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Minicentrales Hidroeléctrica Fase II	221,963,390.30	221,963,390.30	221,963,390.30	221,963,390.30	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Central Hidroeléctrica Palomino		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Proyectos Las Placetas	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	1,558,498,810.87	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Ev. Energ./Elect. Hid. Moncion y Alim SFM.		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.2.2.- Recursos del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Hidroeléctrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.2.3.- Recursos Propios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Hidroeléctrica		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance de Capital- Actividades de Inversion	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.Flujo Actividad de Financiamientos								
D.1 Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.1- Préstamos a Corto Plazo y Mediano Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.2- Préstamos a Largo Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.3- Cancelación de Certificados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.4- Línea de Crédito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2. Egresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2.1. Amortizacion Prestamos a Corto Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2.2. Amortizacion Prestamos a Largo Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2.3. Apertura Certificado Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance Actividad de Financiamientos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
E. - Actividad por Aporte del Gobierno Central								
E. - Ingresos por Aportes del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
- Aporte Secretaría de Estado de Hacienda en RD\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
- Aporte Especial Sector Electrico en RD\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
- Aporte S. E. H. Contrapartida Préstamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Total de Actividad Aporte Gobierno Central	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance Neto Corriente del Periodo (A-B)	(20,929,816.45)	(20,929,816.45)	59,036,755.70	59,036,755.70	79,966,572.15	-382.07%	79,966,572.15	-382.07%
Balance de Capital- Actividades de Inversion	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance Actividad de Financiamientos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Actividad Aporte Gobierno Central	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Superavit (Deficit) del Periodo	(20,929,816.45)	(20,929,816.45)	59,036,755.70	59,036,755.70	79,966,572.15	-382.07%	79,966,572.15	-382.07%
Saldo Anterior (Balance en Cuenta en Bancos)	118,050,960.72	118,050,960.72	118,050,960.72	118,050,960.72	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Efectivo en Banco al Final del Periodo	97,121,144.27	97,121,144.27	177,087,716.42	177,087,716.42	79,966,572.15	82.34%	79,966,572.15	82.34%

Anexo 6

Flujo de Caja

ETED



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA DOMINICANA
Flujo de Efectivo
Enero,2009
(Valores en RD\$)

DESCRIPCIÓN	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluto	%	Absoluto	%
1.- FLUJO DE CAJA ACTIVIDAD DE OPERACIONES								
<u>A.- Ingresos Operativos</u>								
A.1.- Ingresos de Transmisión	218,149,253.50	218,149,253.50	69,661,414.86	69,661,414.86	(148,487,838.64)	-0.68	(148,487,838.64)	-0.68
A.1.2 Peaje	218,149,253.50	218,149,253.50	69,661,414.86	69,661,414.86	(148,487,838.64)	-68.07%	(148,487,838.64)	-68.07%
A.1.2.1- Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A	8,293,367.00	8,293,367.00	0.00	0.00	(8,293,367.00)	-100.00%	(8,293,367.00)	-100.00%
A.1.2.2- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A	8,412,531.00	8,412,531.00	1,072,467.00	1,072,467.00	(7,340,064.00)	-87.25%	(7,340,064.00)	-87.25%
A.1.2.3- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A	56,421.00	56,421.00	15,046,878.89	15,046,878.89	14,990,457.89	26568.93%	14,990,457.89	26568.93%
A.1.2.4- Empresa Generadora de Elect. Itabo, S.A.	24,670,272.00	24,670,272.00	0.00	0.00	(24,670,272.00)	-100.00%	(24,670,272.00)	-100.00%
A.1.2.5- Consorcio LAESA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.2.6- Empresa Generadora de Elect. Haina, S.A.	29,757,975.00	29,757,975.00	0.00	0.00	(29,757,975.00)	-100.00%	(29,757,975.00)	-100.00%
A.1.2.7- Generadora Palamara-La Vega, S.A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.2.8- AES-Andres	17,662,431.00	17,662,431.00	0.00	0.00	(17,662,431.00)	-100.00%	(17,662,431.00)	-100.00%
A.1.2.9- AES Dominican Power Partners	4,092,249.00	4,092,249.00	0.00	0.00	(4,092,249.00)	-100.00%	(4,092,249.00)	-100.00%
A.1.2.10- Maxon Engineering Incorporated, S.A.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.2.11- Monte Rio-Power Corporation	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.1.2.12- Metaldom	4,739,313.00	4,739,313.00	3,665,806.00	3,665,806.00	(1,073,507.00)	-22.65%	(1,073,507.00)	-22.65%
A.1.2.13 Consorcio LAESA, LTD	2,914,820.00	2,914,820.00	0.00	0.00	(2,914,820.00)	-100.00%	(2,914,820.00)	-100.00%
A.12.13 Emp. De Gen. Hidro. Dom.	37,847,480.00	37,847,480.00	49,876,262.97	49,876,262.97	12,028,782.97	31.78%	12,028,782.97	
A.1.3 Pago peaje de Compensación de CDEEE (Pignorado)	79,702,394.50	79,702,394.50	0.00	0.00	(79,702,394.50)	-100.00%	(79,702,394.50)	-100.00%
A.1.3.1 - Compañía Eléctrica de Puerto Plata (CEPP I)	6,764,750.40	6,764,750.40	0.00	0.00	(6,764,750.40)	-100.00%	(6,764,750.40)	-100.00%
A.1.3.2 - SEABOARD	10,631,137.70	10,631,137.70	0.00	0.00	(10,631,137.70)	-100.00%	(10,631,137.70)	-100.00%
A.1.3.3 - Monte Rio Power Corporation LTD	10,305,753.70	10,305,753.70	0.00	0.00	(10,305,753.70)	-100.00%	(10,305,753.70)	-100.00%
A.1.3.4 - Generadora Palamara-La Vega	17,798,678.70	17,798,678.70	0.00	0.00	(17,798,678.70)	-100.00%	(17,798,678.70)	-100.00%
A.13.4 - CDEEE	34,202,074.00	34,202,074.00	0.00	0.00	(34,202,074.00)	-100.00%	(34,202,074.00)	-100.00%
A.2.- Derecho de Conexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.2.1 - Empresa Distribuidora de electricidad del Norte, S.A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.2.2 - Empresa Distribuidora de electricidad del Sur, S.A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.2.3. - Empresa Distribuidora de electricidad del Este, S.A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.3.- Otros Ingresos Operativos	695,000.00	695,000.00	583,860.22	583,860.22	(111,139.78)	-15.99%	(111,139.78)	-15.99%
A.3.1- Alquileres	245,000.00	245,000.00	225,791.62	225,791.62	(19,208.38)	-7.84%	(19,208.38)	-7.84%
A.3.2- Reembolso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.3.3- Intereses y comisiones de facturación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.3.4-Otros	450,000.00	450,000.00	358,068.60	358,068.60	(91,931.40)	-20.43%	(91,931.40)	-20.43%
A.4.-Ingresos Financieros Corrientes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.4.1-Intereses y Comisiones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.4.2- Intereses Cobrados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
A.5.-Ingresos por Transferencias	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Transferencia de CDEEE	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	0.00%	0.00	0.00%
A- Total de Ingresos Operativos	218,844,253.50	218,844,253.50	70,245,275.08	70,245,275.08	(148,598,978.42)	-67.90%	(148,598,978.42)	-67.90%
<u>B.- Egresos Operativos</u>								
B.1.- Gastos de Personal	47,424,793.32	47,424,793.32	32,789,363.30	32,789,363.30	(14,635,430.02)	-30.86%	(14,635,430.02)	-30.86%
B.1.1.- Sueldos	31,887,679.32	31,887,679.32	25,525,733.77	25,525,733.77	(6,361,945.55)	-19.95%	(6,361,945.55)	-19.95%
B.1.2- Primas y Compensaciones	2,234,639.84	2,234,639.84	1,050,611.03	1,050,611.03	(1,184,028.81)	-52.99%	(1,184,028.81)	-52.99%
B.1.3- Honorarios Profesionales y Técnicos	893,750.00	893,750.00	280,894.47	280,894.47	(612,855.53)	-68.57%	(612,855.53)	-68.57%
B.1.4- Dietas, Viáticos y Transporte	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.1.5- Contribuciones al Seguro de Salud, Pensiones y Riesgo Laboral	4,555,734.03	4,555,734.03	3,856,359.18	3,856,359.18	(699,374.85)	-15.35%	(699,374.85)	-15.35%
B.1.6- Beneficios Laborales Adicionales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.1.7-Otros Gastos de Personal	7,852,990.13	7,852,990.13	2,075,764.85	2,075,764.85	(5,777,225.28)	-73.57%	(5,777,225.28)	-73.57%
B.2.- Servicios No Personales	13,679,083.96	13,679,083.96	10,058,261.49	10,058,261.49	(3,620,822.47)	-26.47%	(3,620,822.47)	-26.47%
B.2.1- Servicios No Personales	13,679,083.96	13,679,083.96	10,058,261.49	10,058,261.49	(3,620,822.47)	-26.47%	(3,620,822.47)	-26.47%
B.3.- Materiales y Suministros	4,688,962.48	4,688,962.48	4,867,885.90	4,867,885.90	178,923.42	3.82%	178,923.42	3.82%
B.3.1- Combustibles y Lubricantes	2,428,315.89	2,428,315.89	2,881,105.47	2,881,105.47	452,789.58	18.65%	452,789.58	18.65%
B.3.2- Combustibles para Plantas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.3.3- Otros Egresos	2,260,646.59	2,260,646.59	1,986,780.43	1,986,780.43	(273,866.16)	-12.11%	(273,866.16)	-12.11%
B.4.- Activos no Financieros	144,174,173.11	144,174,173.11	15,018,642.08	15,018,642.08	(129,155,531.03)	-89.58%	(129,155,531.03)	-89.58%
B.4.1- Activos no Financieros	144,174,173.11	144,174,173.11	15,018,642.08	15,018,642.08	(129,155,531.03)	-89.58%	(129,155,531.03)	-89.58%
B.5.- Aportes a la CDEEE y Pagos Corrientes	7,000,000.00	7,000,000.00	2,281,596.56	2,281,596.56	(4,718,403.44)	-67.41%	(4,718,403.44)	-67.41%
B.5.1- Aporte a la CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.5.2-Pago a Instituciones Regulatorias	2,500,000.00	2,500,000.00	2,151,596.56	2,151,596.56	(348,403.44)	-13.94%	(348,403.44)	-13.94%
B.5.3. Pagos Corrientes	4,500,000.00	4,500,000.00	130,000.00	130,000.00	(4,370,000.00)	-97.11%	(4,370,000.00)	-97.11%
B.5.4.Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.6.- Transferencias Corrientes	1,279,985.92	1,279,985.92	235,400.00	235,400.00	(1,044,585.92)	-81.61%	(1,044,585.92)	-81.61%
B.6.1-Ayudas y Donaciones a Personas	666,666.67	666,666.67	10,000.00	10,000.00	(656,666.67)	-98.50%	(656,666.67)	-98.50%
B.6.2-Becas y Viajes de Estudios	613,319.25	613,319.25	225,400.00	225,400.00	(387,919.25)	-63.25%	(387,919.25)	-63.25%
B.6.3-Otros gastos								
B.7.- Egresos Financieros Corrientes (comisiones)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.7.1. - Gastos de Financiamiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
B.7.2. - Intereses Deuda	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Total Egresos Operativos	218,246,998.79	218,246,998.79	65,251,149.33	65,251,149.33	(152,995,849.46)	-70.10%	(152,995,849.46)	-70.10%
Balance Neto Corriente del Periodo	597,254.71	597,254.71	4,994,125.75	4,994,125.75	4,396,871.04	736.18%	4,396,871.04	736.18%

DESCRIPCIÓN	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluto	%	Absoluto	%
<u>C- Flujo Actividades de Inversion</u>								
C.1- Ingresos de Capital	170,270,833.33	170,270,833.33	83,733,853.37	83,733,853.37	(86,536,979.96)	-50.82%	(86,536,979.96)	-50.82%
C.1.1.- Recursos Externos	170,270,833.33	170,270,833.33	83,733,853.37	83,733,853.37	(86,536,979.96)	-50.82%	(86,536,979.96)	-50.82%
Lineas de Transmision y Subest. Elect 138kv		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Lineas de Transmision y Subest. Elect 345 Kv	170,270,833.33	170,270,833.33	83,733,853.37	83,733,853.37	(86,536,979.96)	-50.82%	(86,536,979.96)	-50.82%
C.1.2.- Recursos del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Transmision		0.00		0.00				
C.2 . Egresos de Capital	170,270,833.33	170,270,833.33	83,733,853.37	83,733,853.37	(86,536,979.96)	-50.82%	(86,536,979.96)	-50.82%
C.2.1- Recursos Externos	170,270,833.33	170,270,833.33	83,733,853.37	83,733,853.37	(86,536,979.96)	-50.82%	(86,536,979.96)	-50.82%
Lineas de Transmision y Subest. Elect 138kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Lineas de Transmision y Subest. Elect 345 Kv	170,270,833.33	170,270,833.33	83,733,853.37	83,733,853.37	(86,536,979.96)	-50.82%	(86,536,979.96)	-50.82%
C.2.2.- Recursos del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Transmision		0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
C.2.3.- Recursos Propios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Transmision	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance de Capital- Actividades de Inversion	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
<u>D- Flujo Actividad de Financiamientos</u>								
D.1 Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.1- Préstamos a Corto Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.2- Préstamos a Largo Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.3- Cancelación de Certificados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.1.4- Línea de Credito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2. Egresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2.1.Amortizacion Prestamos a Corto Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2.2.Amortizacion Prestamos a Largo Plazo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
D.2.3. Apertura Certificado Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance Actividad de Financiamientos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
<u>E.Actividad por Aporte del Gobierno Central</u>								
E.- Ingresos por Aportes del Gobierno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
- Aporte Secretaria de Estado de Hacienda en RD\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
- Aporte Especial Sector Electrico en RD\$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
- Aporte S. E. H. Contrapartida Préstamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
- Aporte de la CDEEE	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Total de Actividad Aporte Gobierno Central	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance Neto Corriente del Periodo (A-B)	597,254.71	597,254.71	4,994,125.75	4,994,125.75	4,396,871.04	736.18%	4,396,871.04	736.18%
Balance de Capital- Actividades de Inversion	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Balance Actividad de Financiamientos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Actividad Aporte Gobierno Central	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00%
Superavit (Deficit) del Periodo	597,254.71	597,254.71	4,994,125.75	4,994,125.75	4,396,871.04	736.18%	4,396,871.04	736.18%
Saldo Anterior (Balance en Cuenta en Bancos)		0.00	87,864,000.00	87,864,000.00	87,864,000.00	100.00%	87,864,000.00	100.00%
Efectivo en Banco al Final del Periodo	597,254.71	597,254.71	92,858,125.75	92,858,125.75	92,260,871.04	15447.49%	92,260,871.04	15447.49%

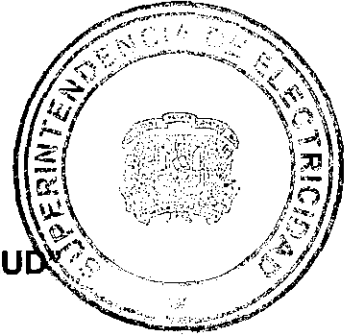
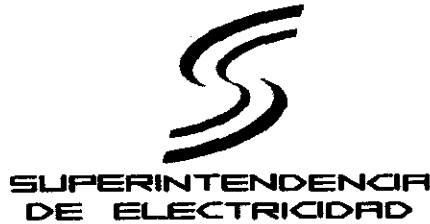
Anexo 7

Resolución

SIE-102-2008



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

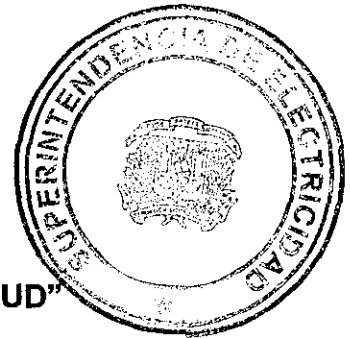
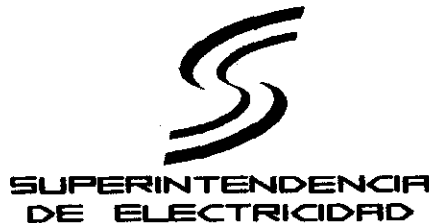


"AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD"

RESOLUCIÓN SIE-102-2008

CONSIDERANDO QUE:

- 1) De conformidad con la Ley General de Electricidad 125-01 de fecha veintiséis (26) de julio del año 2001, corresponde a la Superintendencia de Electricidad, establecer las Tarifas y Peajes sujetos a regulación de precios.
- 2) Mediante la Resolución SIE-31-2002 del 17 de septiembre de 2002, en sus artículos 1 al 4 la Superintendencia estableció un período de transición para la fijación de los cargos tarifarios comprendido entre el 1ro. de octubre del 2002 y la entrada en vigencia de la tarifa técnica.
- 3) Asimismo, la citada Resolución SIE-31-2002 del 17 de septiembre de 2002, en su artículo 5, establece las variables y las fórmulas de indexación a ser consideradas para el cálculo de la tarifa de facturación de cada mes, durante el aludido período de transición.
- 4) La Resolución SIE-62-2002 del 18 de diciembre de 2002, estableció las variables y las fórmulas de indexación a ser consideradas para el cálculo de la tarifa para los Sistemas Aislados para el período comprendido entre el 1 de enero de 2003 y la entrada en vigencia de la tarifa técnica.
- 5) La Resolución SIE-14-2005 del 28 de febrero del 2005 estableció la tasa de cambio promedio de venta de los agentes de cambio (RD\$ por US\$) a aplicar para el cálculo de la tarifa eléctrica de cada mes.
- 6) De conformidad con lo establecido en el artículo 8 del Decreto número 302, del 31 de marzo de 2003, consigna: *"Una vez se inicie la reducción de la tarifa por efecto de la variación de los precios de los hidrocarburos o la variación de la tasa de cambio, la Superintendencia de Electricidad no aplicará la totalidad del ajuste hacia la disminución de la tarifa, creando así un fondo cada mes hasta compensar la totalidad aportada con anterioridad por este Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica"*.
- 7) La Resolución SIE-33-2005 de fecha veintiocho (28) de abril del 2005, modificó los valores base de la tarifa a ser aplicados a partir del mes de junio del año 2005.



“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

- 8) La Resolución SIE-33-2005 de fecha veintiocho (28) de abril del 2005, modificó la fórmula de cálculo de las tarifas para que, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5, párrafo IV de la Resolución SIE-31-2002, se incorporaran a la fórmula tarifaria la participación de los diferentes combustibles utilizados en la generación del sistema eléctrico nacional interconectado.
- 9) La Resolución SIE-36-2005 de fecha veintitrés (23) de mayo del 2005, modificó la Resolución SIE-33-2005 en sus artículos 2 y 4 en lo que respecta a los precios base de energía (Peo), potencia (Ppo) y valor agregado de distribución (VADo) que intervienen en la fórmula de cálculo de las tarifas.
- 10) A la fecha de cálculo de la tarifa correspondiente al mes de enero, no estaban disponibles los precios del carbón correspondientes a las publicaciones Coal Platt's Report y McCloskey' Coal Report del cuarto trimestre del año 2008, por lo que se ha utilizado el promedio correspondiente al tercer trimestre de las referidas publicaciones, debiendo realizarse posteriormente el correspondiente ajuste.

VISTOS La ley No. 125-01 del 26 de Julio del 2001, denominada Ley General de Electricidad, y su reglamento de aplicación; las Resoluciones SIE 31-2002, SIE-62-2002, SIE-58-2003, SIE-12-2004, SIE-14-2005, SIE-33-2005, SIE-36-2005 de la Superintendencia de Electricidad, la normativa complementaria sobre la materia y el acta del Consejo de fecha veintinueve (29) de Diciembre del año 2008,

La Superintendencia de Electricidad (SIE), por órgano de su autoridad ejecutiva máxima, el Presidente del Consejo en funciones de Superintendente de Electricidad en ejercicio éste último de las facultades legales que le confiere el literal k) del artículo 36 de la Ley General de Electricidad 125-01 de fecha 26 de julio de 2001, y en cumplimiento de la decisión adoptada en el Acta de Consejo antes dicha, anexa a la presente, la cual provee el dispositivo transcrito a continuación, dicta la siguiente:

RESOLUCIÓN:

ARTÍCULO 1.- La diferencia en los precios que arroje el cálculo de la tarifa del mes de enero, cuando estén disponibles todos los precios correspondientes al carbón según lo establecido en las Resoluciones SIE-33-2005 y SIE-36-2005 para el cálculo de la tarifa, será ajustada en la tarifa del mes siguiente.

ARTÍCULO 2.- Establecer como al efecto se establece que las tarifas aplicables a los usuarios del servicio público desde el día primero (1ero.) hasta el día 31 del mes de enero de 2009, serán las siguientes:

“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

Bloque	Concepto	Tarifa	Tarifa
		Nueva Base Sept-03	Ene-09
BT81	Cargos Fijos para Tarifa BT81		
	Menores o iguales a 50 kWh	9.98	13.56
	> a 50 kWh < o iguales a 75 kWh	23.51	31.93
	> a 75 kWh < o iguales a 100 kWh	36.06	48.98
	> a 100 kWh < o iguales a 125 kWh	48.56	65.94
	> a 125 kWh < o iguales a 150 kWh	61.02	82.88
	> a 150 kWh < o iguales a 175 kWh	73.51	99.84
	> a 175 kWh	79.07	107.40
	0-75 kWh	5.04	6.86
	76-200 kWh	5.04	6.86
	201-300 kWh	5.04	6.86
	301-400 kWh	6.21	8.43
	401-500 kWh	6.21	8.43
	501-600 kWh	6.21	8.43
	601-700 kWh	6.21	8.43
	701 - 1000 kWh	6.21	8.43
	> 1000 kWh	6.21	8.43
BT82	Cargo Fijo	61.11	69.42
	0-75 kWh	5.04	6.86
	76-200 kWh	5.04	6.86
	201-300 kWh	5.04	6.86
	301-400 kWh	6.21	8.43
	401-500 kWh	6.21	8.43
	501-600 kWh	6.21	8.43
	601-700 kWh	6.21	8.43
	701 - 1000 kWh	6.21	8.43
	> 1000 kWh	6.21	8.43
BTD	Cargo Fijo	117.87	160.10
	Energía	4.03	5.47
	Potencia Máxima	543.68	738.44
BTH	Cargo Fijo	89.88	122.08
	Energía	3.96	5.38
	Potencia Máxima fuera de punta	138.57	188.21
	Potencia Máxima en horas de punta	772.73	1049.65
MTD1	Cargo Fijo	117.87	160.10
	Energía	4.03	5.47
	Potencia Máxima	229.66	311.92
MTD2	Cargo Fijo	117.87	160.10
	Energía	4.03	5.47
	Potencia Máxima	170.26	231.26
MTH	Cargo Fijo	89.88	122.08
	Energía	3.96	5.38
	Potencia Máxima fuera de punta	63.23	72.30
	Potencia Máxima en horas de punta	638.90	731.95

Párrafo I: Las tarifas fueron indexadas de acuerdo a las variables correspondientes al mes de noviembre de 2008: CPI = 212.425, Tasa de Cambio = RD\$35.4090 por US\$1.0 promediada desde 22 de noviembre del 2008 hasta el 24 de diciembre del 2008 y publicada al día 25 de diciembre por el Banco Central, Precio del Combustible Fuel Oil No. 6 =33.0456 US\$/Bbl, Carbón Mineral = US\$166.95/ton, Gas Natural = US\$6.7923/MMBTU, Índice de Cobranza = 0.810.

“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

ARTÍCULO 3.- Establecer como al efecto se establece que las tarifas aplicables a los sistemas aislados desde el día primero (1ero.) hasta el día 31 del mes de enero de 2009, serán las siguientes:

Tarifa	Concepto	Valores Base	Tarifa
		Sep-02	Facturación Enero a US\$33.0456/Bbl
BTS1	Cargos Fijos para Tarifa BTS1		
	Menores o iguales a 60 kWh	4.64	11.52
	> a 60 kWh < o iguales a 75 kWh	10.86	27.52
	> a 75 kWh < o iguales a 100 kWh	16.71	42.37
	> a 100 kWh < o iguales a 125 kWh	22.54	57.15
	> a 125 kWh < o iguales a 150 kWh	28.36	71.89
	> a 150 kWh < o iguales a 175 kWh	34.19	86.67
	> a 175 kWh	36.79	93.26
	0-75 Kwh	2.24	5.67
	76-200 Kwh	2.24	5.67
	201-300 Kwh	2.24	5.67
	301-400 Kwh	2.79	7.07
	401-500 Kwh	2.79	7.07
	501-600 Kwh	2.79	7.07
	601-700 Kwh	2.79	7.07
	700-1000 Kwh	2.79	7.07
	>1000 Kwh	2.79	7.07
BTS2	Cargo Fijo	23.74	60.18
	0-75 Kwh	2.24	5.67
	76-200 Kwh	2.24	5.67
	201-300 Kwh	2.24	5.67
	301-400 Kwh	2.79	7.07
	401-500 Kwh	2.79	7.07
	501-600 Kwh	2.79	7.07
	601-700 Kwh	2.79	7.07
	700-1000 Kwh	2.79	7.07
	>1000 Kwh	2.79	7.07
BT0	Cargo Fijo	64.89	139.14
	Energía	1.77	4.48
	Potencia Máxima	253.59	642.86
BTH	Cargo Fijo	41.83	106.03
	Energía	1.74	4.41
	Potencia Máxima fuera de punta	64.55	163.63
	Potencia Máxima en horas de punta	360.47	913.80
MTD1	Cargo Fijo	64.89	139.14
	Energía	1.77	4.48
	Potencia Máxima	107.05	271.37
MTD2	Cargo Fijo	64.89	139.14
	Energía	1.77	4.48
	Potencia Máxima	79.34	201.12
MTH	Cargo Fijo	41.83	106.03
	Energía	1.74	4.41
	Potencia Máxima fuera de punta	24.73	62.69
	Potencia Máxima en horas de punta	251.36	637.20

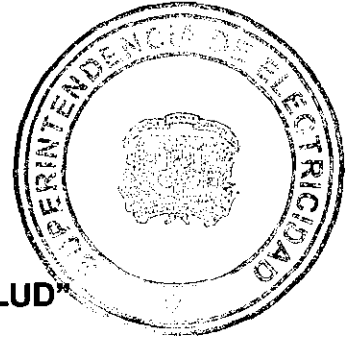
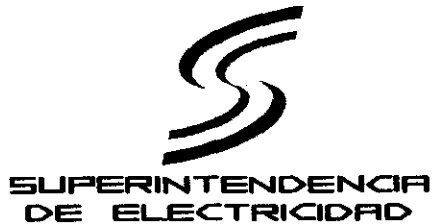
Párrafo I: Las tarifas fueron indexadas de acuerdo a las variables correspondientes al mes de noviembre de 2008: CPI = 212.425, Tasa de Cambio = RD\$35.4090 por US\$1.0 promediada desde 22 de noviembre del 2008 hasta el 24 de diciembre del 2008 y publicada al día 25 de diciembre por el Banco Central, Precio del Combustible Fuel Oil No.6 = =33.0456 US\$/Bbl, Índice de Cobranza = 0.810

“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

ARTICULO 4: Las Empresas de Distribución deberán facturar a los usuarios del servicio público durante el período comprendido entre el 1ro. y el 31 de enero de 2009, el cargo por energía en base a los valores siguientes:

Tarifas Aplicables a los Usuarios del Servicio Público	
Bloque Tarifas	Facturación Ene-09 Cargo RD\$/Kwh
BTS-1	
0-75 kwh	3.12
76-200 kwh	3.12
201-300 kwh	4.71
301-400 kwh	7.00
401-500 kwh	7.00
501-600 kwh	7.00
601-700 kwh	7.00
701 - 1000 kwh	8.57
> 1000 kwh	8.57
BTS-2	
0-75 kwh	4.28
76-200 kwh	4.28
201-300 kwh	5.13
301-400 kwh	7.90
401-500 kwh	7.90
501-600 kwh	7.90
601-700 kwh	7.90
701 - 1000 kwh	8.91
> 1000 kwh	9.10
BTD	5.54
BTH	5.45
MTD-1	5.86
MTD-2	5.54
MTH	5.45

Tarifas Aplicables a los Usuarios del Servicio Público de los Sistemas Aislados	
Bloque Tarifas	Facturación Ene-09 Cargo RD\$/Kwh
BTS-1	
0-75 kwh	2.98
76-200 kwh	2.98
201-300 kwh	4.25
301-400 kwh	6.40
401-500 kwh	6.40
501-600 kwh	6.40
601-700 kwh	6.40
701 - 1000 kwh	7.80
> 1000 kwh	7.80
BTS-2	
0-75 kwh	4.09
76-200 kwh	4.09
201-300 kwh	4.63
301-400 kwh	7.19
401-500 kwh	7.19
501-600 kwh	7.19
601-700 kwh	7.19
701 - 1000 kwh	8.10
> 1000 kwh	8.29
BTD	4.93
BTH	4.84
MTD-1	5.23
MTD-2	5.23
MTH	4.84



“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

Párrafo I: Los valores que resulten de la diferencia entre los contenidos de los artículos 2 y 3 y los establecidos en el artículo 4, relativos a los cargos por energía de la presente Resolución, deberán ser facturados por las Empresas de Distribución al Gobierno Dominicano, en la forma establecida en el artículo 5 del Decreto 302, del 31 de marzo de 2003.

Párrafo II: Los valores que resulten de la diferencia entre los contenidos de los artículos 2 y 3 y los establecidos en el artículo 4, de la presente Resolución, para los bloques BTS-1 y BTS-2 deberán ser facturados por las Empresas de Distribución al Gobierno Dominicano, en la forma establecida en el artículo 5 del Decreto 302, del 31 de marzo de 2003.

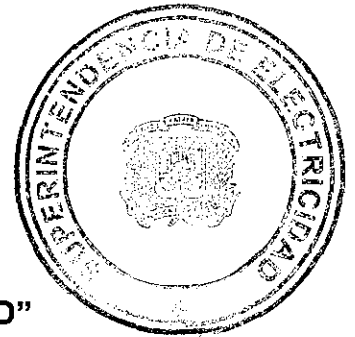
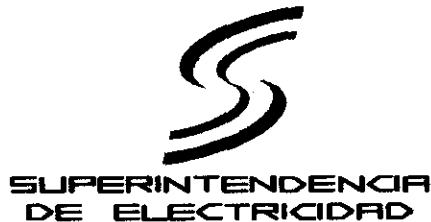
Párrafo III: En el rango de 0-75 Kwh, dentro de los bloques BTS1 y BTS2, toda la energía será valorada al precio establecido en el artículo 4 de la presente Resolución, según el sistema que corresponda.

Párrafo IV: En el rango de 76-200 Kwh, dentro de los bloques BTS1 y BTS2, los primeros 75 Kwh serán valorados a precio del primer rango establecido en el artículo 4 de la presente Resolución y los restantes 125 Kwh al precio del segundo rango, según el sistema que corresponda.

Párrafo V: En el rango de 201-300 Kwh, dentro de los bloques BTS1 y BTS-2 los primeros 75 Kwh serán valorados a precio del primer rango, los próximos 125 Kwh a precio del segundo rango y los 100 Kwh restantes a precio del tercer rango de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la presente Resolución según el sistema que corresponda.

Párrafo VI: En el rango de 301-400 Kwh, dentro de los bloques BTS1 y BTS-2 los primeros 75 Kwh serán valorados a precio del primer rango, los próximos 125 Kwh a precio del segundo rango, los siguientes 100 Kwh al precio del tercer rango y los 100 Kwh restantes a precio del cuarto rango de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la presente Resolución según el sistema que corresponda.

Párrafo VII: En el rango de 401-500 Kwh, dentro de los bloques BTS1 y BTS-2 los primeros 75 Kwh serán valorados a precio del primer rango, los próximos 125 Kwh a precio del segundo rango, los siguientes 100 Kwh al precio del tercer rango, los próximos 100 Kwh a precio del cuarto rango y los 100 Kwh restantes al precio del quinto rango de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la presente Resolución según el sistema que corresponda.



“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

Párrafo VIII: En el rango de 501-600 Kwh, dentro de los bloques BTS1 y BTS-2 los primeros 75 Kwh serán valorados a precio del primer rango, los próximos 125 Kwh a precio del segundo rango, los siguientes 100 Kwh al precio del tercer rango, los próximos 100 Kwh a precio del cuarto rango, los siguientes 100 Kwh a precio del quinto rango y los 100 Kwh restantes al precio del sexto rango de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la presente Resolución según el sistema que corresponda.

Párrafo IX: En el rango de 601-700 Kwh, dentro de los bloques BTS1 y BTS-2 los primeros 75 Kwh serán valorados a precio del primer rango, los próximos 125 Kwh a precio del segundo rango, los siguientes 100 Kwh al precio del tercer rango, los próximos 100 Kwh a precio del cuarto rango, los siguientes 100 Kwh a precio del quinto rango, los próximos 100 Kwh al precio del sexto rango y los 100 Kwh restantes al precio del séptimo rango de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la presente Resolución según el sistema que corresponda.

Párrafo X: En el rango de 701-1000 Kwh, dentro de los bloques BTS-1 y BTS-2, los kilos consumidos serán facturados **todos** a los precios establecidos en el artículo 4 de la presente Resolución, según el sistema que corresponda y la diferencia con respecto a los artículos 2 y 3 deberá ser facturada por las Empresas de Distribución al Gobierno Dominicano, en la forma establecida en el artículo 5 del Decreto 302, del 31 de marzo de 2003.

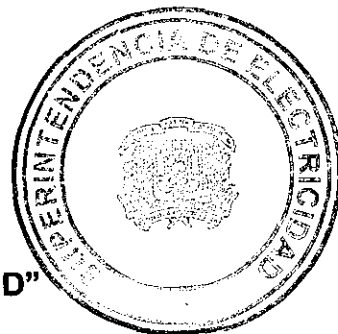
Párrafo XI: En el rango > 1000 Kwh, dentro de los bloques BTS-1 y BTS-2 los kilos consumidos serán facturados **todos** a los precios establecidos en el artículo 4 de la presente Resolución, según el sistema que corresponda y la diferencia con respecto a los artículos 2 y 3 deberá ser facturada por las Empresas de Distribución al Gobierno Dominicano, en la forma establecida en el artículo 5 del Decreto 302, del 31 de marzo de 2003.

Párrafo XII: Los consumos correspondientes a los bloques BTD, BTH, MTD-1, MTD-2 y MTH serán facturados **todos** a los precios establecidos en el artículo 4 de la presente Resolución, según el sistema a que corresponda. La diferencia entre los precios contenidos de los artículos 2 y 3 y los establecidos en el artículo 4, de la presente Resolución deberá ser facturada por las Empresas de Distribución al Gobierno Dominicano, en la forma establecida en el artículo 5 del Decreto 302, del 31 de marzo de 2003.

ARTICULO 5: Las Empresas de Distribución deberán facturar a los usuarios del servicio público durante el período comprendido entre el 1ro. y el 31 de enero de 2009, los cargos fijos y de potencia en base a los valores siguientes:



SUPERINTENDENCIA
DE ELECTRICIDAD



“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

Tarifas Aplicables a los Usuarios del Servicio Público.	
Bloque Tarifas	Facturación Ene-09 En RD\$ y RD\$/KW
Cargos Fijos para Tarifa BTS1	
Menores o iguales a 50 kWh	13.71
Mayores a 50 kWh y menores o iguales a 75 kWh	32.30
Mayores a 75 kWh y menores o iguales a 100 kWh	49.55
Mayores a 100 kWh y menores o iguales a 125 kWh	66.71
Mayores a 125 kWh y menores o iguales a 150 kWh	83.84
Mayores a 150 kWh y menores o iguales a 175 kWh	101.01
Mayores a 175 kWh	108.65
BTS2	
Cargo Fijo	108.65
BTD	
Cargo Fijo	181.98
Potencia Máxima	747.09
BTH	
Cargo Fijo	123.50
Potencia Máx. Fuera de Punta	190.41
Potencia Máx. En Horas Punta	1061.82
MTD-1	
Cargo Fijo	187.47
Potencia Máxima	365.27
MTD-2	
Cargo Fijo	177.11
Potencia Máxima	255.84
MTH	
Cargo Fijo	123.50
Potencia Máx. Fuera de Punta	73.15
Potencia Máx. En Horas Punta	740.52

Tarifas Aplicables a los Usuarios del Servicio Público de los Sistemas Aislados	
Bloque Tarifas	Facturación Ene-09 En RD\$ y RD\$/KW
Cargos Fijos para Tarifa BTS1	
Menores o iguales a 50 kWh	12.67
Mayores a 50 kWh y menores o iguales a 75 kWh	30.27
Mayores a 75 kWh y menores o iguales a 100 kWh	46.59
Mayores a 100 kWh y menores o iguales a 125 kWh	62.85
Mayores a 125 kWh y menores o iguales a 150 kWh	79.06
Mayores a 150 kWh y menores o iguales a 175 kWh	95.31
Mayores a 175 kWh	102.55
BTS2	
Cargo Fijo	102.55
BTD	
Cargo Fijo	153.01
Potencia Máxima	706.93
BTH	
Cargo Fijo	118.81
Potencia Máx. Fuera de Punta	179.94
Potencia Máx. En Horas Punta	1004.89
MTD-1	
Cargo Fijo	177.10
Potencia Máxima	345.42
MTD-2	
Cargo Fijo	177.10
Potencia Máxima	256.01
MTH	
Cargo Fijo	118.81
Potencia Máx. Fuera de Punta	88.93
Potencia Máx. En Horas Punta	700.71



“AÑO NACIONAL DE LA PROMOCIÓN DE LA SALUD”

Párrafo I: Los valores que resulten de la diferencia entre los contenidos del artículo 5 y los establecidos en los artículos 2 y 3 de la presente Resolución, relativos a los cargos fijos y de potencia para las tarifas BTS-1, BTS-2, BTD, BTH, MTD-1, MTD-2 y MTH deberá ser facturada por las Empresas de Distribución al Gobierno Dominicano, en la forma establecida en el artículo 5 del Decreto 302, del 31 de marzo de 2003.

ARTICULO 6: Ordenar la publicación de la presente Resolución en un diario de circulación nacional.

Dada en Santo Domingo, República Dominicana a los Veintinueve (29) días del mes de diciembre del año dos mil ocho (2008).



Francisco Antonio Méndez
Superintendente de Electricidad

Anexo 8

Detalles de Facturación y Pago

en RD\$ y US\$

Empresas Distribuidoras



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

**Balance pendiente de Pago por Concepto de Facturación Corriente de Energía
a las Distribuidoras de los Generadores**

Al 31 de Enero del 2009
Valores en millones de dólares

Mes	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total	Acumulado
Al 31 Dic. 2008	18.17	28.92	63.12	110.20	110.20
SubTotal	18.17	28.92	63.12	110.20	
Ene-09	23.26	32.01	20.97	76.23	186.44
Total General	41.43	60.93	84.08	186.44	

Nota: Estos balances no incluyen CDEEE.

**Balance pendiente de Pago por Concepto de Facturación Corriente de Energía
a las Distribuidoras de los Generadores**

Al 31 de Enero del 2009
Valores en millones de dólares

Mes	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total	Acumulado
Al 31 Dic. 2008	18.34	38.39	86.97	143.70	143.70
SubTotal	18.34	38.39	86.97	143.70	
Ene-09	27.84	37.32	36.51	101.66	245.37
Total General	46.18	75.71	123.48	245.37	

Nota: Estos balances incluyen CDEEE.

Balance Pendiente de Pago por Concepto de Facturación de Energía de las Distribuidoras a los Generadores

Al 31 de Enero del 2009
(Valores en Millones en US\$)

Generador	Balance Pendiente en US\$			Total Bice Pendiente en US\$
	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	
AES Andrés	1.06	0.63	8.91	10.60
CEPP	8.81	0.02	0.00	8.83
TCC	0.00	6.75	0.00	6.75
EGEHAINA	6.64	9.06	23.26	38.97
EGEITABO	5.99	20.51	16.61	43.11
PALAMARA	5.06	8.43	0.00	13.49
MONTERIO	0.05	4.19	0.00	4.24
METALDOM	0.00	5.93	0.00	5.93
AES DPP	0.10	0.09	29.39	29.57
EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00
CECUSA	0.00	0.00	0.03	0.03
LAESA	0.00	0.97	0.00	0.97
EGEHID	13.72	4.34	5.48	23.54
ETED	0.00	0.01	0.40	0.41
Subtotal	41.43	60.93	84.08	186.44
CDEEE	4.75	14.78	39.39	58.93
Total	46.18	75.71	123.48	245.37

EDENORTE
Balance pendiente, Facturación Corriente y Pagos por Compra de Energía a las Distribuidoras
de los Generadores, CDEEE, EGEHID y ETED
Al 31 de Enero del 2009
Valores en Millones de US\$

	Generador	Facturación			Pagos			Balance		
		Blice. Conciliado al 31 Dic.	Ene-09	Total	Blice. Conciliado al 31 Dic.	Ene-09	Total	Blice. Dic 2008	Ene-09	Total
Enero	AES Andrés	0.73	1.28	2.01	0.00	0.95	0.95	0.73	0.33	1.06
	CEPP	17.10	2.71	19.81	11.00	0.00	11.00	6.10	2.71	8.81
	TCC	0.00	0.04	0.04	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00
	EGEHAINA	41.69	6.43	48.12	41.48	0.00	41.48	0.20	6.43	6.64
	EGEITABO	20.21	6.60	26.81	20.81	0.00	20.81	(0.60)	6.60	5.99
	PALAMARA	12.09	3.98	16.06	11.00	0.00	11.00	1.09	3.98	5.06
	MONTERIO	0.00	0.99	0.99	0.00	0.94	0.94	0.00	0.05	0.05
	METALDOM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	AES DPP	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10
	EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CECUSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	LAESA	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
	EGEHID	19.65	3.07	22.72	9.00	0.00	9.00	10.65	3.07	13.72
	ETED	0.00	0.03	0.03	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00
	Sub-Total	111.46	25.24	136.70	93.30	1.98	95.27	18.17	23.26	41.43
	CDEEE	0.17	5.81	5.98	0.00	1.23	1.23	0.17	4.58	4.75
	Total	111.64	31.05	142.68	93.30	3.21	96.51	18.34	27.84	46.18

Nota: El Balance negativo entre EdeNorte y Egettabo de US\$0.60 millones le será aplicado a Intereses Corrientes y No Corrientes del 2008, y a facturación del 2009.

EDESUR
Balance pendiente, Facturación Corriente y Pagos por Compra de Energía a las Distribuidoras
de los Generadores, CDEEE, EGEHID y ETED
Al 31 de Enero del 2009
Valores en Millones de US\$

	Generador	Facturación			Pagos			Balance		
		Blice. Conciliado al 31 Dic. 2008	Ene-09	Total	Blice. Conciliado al 31 Dic. 2008	Ene-09	Total	Blice. Dic 2008	Ene-09	Total
Enero	AES Andrés	0.29	0.34	0.63	0.00	0.00	0.00	0.29	0.34	0.63
	CEPP	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02
	TCC	22.43	4.32	26.75	20.00	0.00	20.00	2.43	4.32	6.75
	EGEHAINA	53.88	8.32	62.20	53.14	0.00	53.14	0.74	8.32	9.06
	EGEITABO	33.09	8.23	41.32	20.81	0.00	20.81	12.28	8.23	20.51
	PALAMARA	3.71	4.72	8.43	0.00	0.00	0.00	3.71	4.72	8.43
	MONTERIO	3.83	2.22	6.05	1.86	0.00	1.86	1.97	2.22	4.19
	METALDOM	10.83	2.10	12.93	7.00	0.00	7.00	3.83	2.10	5.93
	AES DPP	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CECUSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	LAESA	0.00	1.97	1.97	0.00	1.00	1.00	0.00	0.97	0.97
	EGEHID	6.67	0.67	7.34	3.00	0.00	3.00	3.67	0.67	4.34
	ETED	0.00	0.03	0.03	0.00	0.03	0.03	0.00	0.01	0.01
	Sub-Total	134.73	33.04	167.76	105.81	1.03	106.84	28.92	32.01	60.93
	CDEEE	9.47	5.31	14.78	0.00	0.00	0.00	9.47	5.31	14.78
	Total	144.20	38.34	182.55	105.81	1.03	106.84	38.39	37.32	75.71

EDEESTE
Balance pendiente, Facturación Corriente y Pagos por Compra de Energía a las Distribuidoras
de los Generadores, CDEEE, EGEHID y ETED
Al 31 de Enero del 2009
Valores en Millones de US\$

	Generador	Facturación			Pagos			Balance		
		Blice. Conciliado al 31 Dic. 2008	Ene-09	Total	Blice. Conciliado al 31 Dic. 2008	Ene-09	Total	Blice. Dic 2008	Ene-09	Total
Enero	AES Andrés	8.03	6.98	15.01	6.00	0.10	6.10	2.03	6.88	8.91
	CEPP	0.00	0.08	0.08	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	0.00
	TCC	0.00	0.16	0.16	0.00	0.16	0.16	0.00	0.00	0.00
	EGEHAINA	37.03	0.87	37.90	14.64	0.00	14.64	22.39	0.87	23.26
	EGEITABO	29.80	7.62	37.42	20.81	0.00	20.81	8.99	7.62	16.61
	PALAMARA	0.00	0.65	0.65	0.00	0.65	0.65	0.00	0.00	0.00
	MONTERIO	0.00	0.21	0.21	0.00	0.21	0.21	0.00	0.00	0.00
	METALDOM	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
	AES DPP	77.63	1.76	79.39	50.00	0.00	50.00	27.63	1.76	29.39
	EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CECUSA	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03
	LAESA	0.00	0.13	0.13	0.00	0.13	0.13	0.00	0.00	0.00
	EGEHID	3.07	3.41	6.48	1.00	0.00	1.00	2.07	3.41	5.48
	ETED	0.00	0.40	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.40
	Sub-Total	155.57	22.31	177.88	92.45	1.34	93.79	63.12	20.97	84.08
	CDEEE	23.85	15.55	39.40	0.00	0.01	0.01	23.85	15.54	39.39
	Total	179.42	37.86	217.28	92.45	1.35	93.80	86.97	36.51	123.48

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

Evolutivo de Facturación de las Empresas Distribuidoras y Pagos a
los Generadores, CDEEE, EGEHID y ETED

Al 31 de Enero del 2009

Empresas Distribuidoras	Facturacion	Total Acumulado en US\$
	Ene-09	
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	31.05	31.05
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	38.34	38.34
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	37.86	37.86
Monto Facturado en el Mes	107.25	107.25
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	111.64	111.64
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	144.20	144.20
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	179.42	179.42
Total Balance Pendiente Mes anterior	435.26	435.26
Total (Monto Facturado del Mes más Balance Pendiente Mes Anterior)	542.51	542.51
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	96.51	96.51
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	106.84	106.84
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	93.80	93.80
Montos Pagados en el Mes	297.15	297.15
Balance Final de Facturación Pendiente de Pago	245.37	245.37

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

Evolutivo de Facturación de las Empresas Distribuidoras y Pagos a
la CDEEE

Al 31 de Enero del 2009

Empresas Distribuidoras	Facturacion	Total Acumulado en US\$
	Ene-09	
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	5.81	5.81
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	5.31	5.31
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	15.55	15.55
Monto Facturado en el Mes	26.67	26.67
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	0.17	0.17
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	9.47	9.47
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	23.85	23.85
Total Balance Pendiente Mes anterior	33.50	33.50
Total (Monto Facturado del Mes más Balance Pendiente Mes Anterior)	60.17	60.17
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	1.23	1.23
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	0.00	0.00
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	0.01	0.01
Montos Pagados en el Mes	1.24	1.24
Balance Final de Facturación Pendiente de Pago	58.93	58.93

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

Evolutivo de Facturación de las Empresas Distribuidoras y Pagos a
los Generadores

Al 31 de Enero del 2009

Empresas Distribuidoras	Facturacion	Total
	Ene-09	Acumulado en US\$
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	25.24	25.24
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	33.04	33.04
Facturados a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	22.31	22.31
Monto Facturado en el Mes	80.58	80.58
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	111.46	111.46
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	134.73	134.73
Bice. Conciliado al 31 Dic. 2008, por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	155.57	155.57
Total Balance Pendiente Mes anterior	401.76	401.76
Total (Monto Facturado del Mes más Balance Pendiente Mes Anterior)	482.34	482.34
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EdeNorte)	95.27	95.27
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur)	106.84	106.84
Montos Pagados en el Mes por la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EdeEste)	93.79	93.79
Montos Pagados en el Mes	295.90	295.90
Balance Final de Facturación Pendiente de Pago	186.44	186.44

EDENORTE
DEUDA CORRIENTE CONCILIADA CON LOS GENERADORES
DESPUES DE LAS CESIONES DE CREDITO Y BONOS
COMPRA DE ENERGIA

Al 31 de Diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009

Valores en millones de US\$

	GENERADOR	Facturación	Pagos		Balance Pendiente
		Blce. Conciliado Fact. Energía	Cesiones de Crédito	Bonos	
Enero	AES ANDRES	0.73	0.00	0.00	0.73
	CEPP	17.10	0.00	11.00	6.10
	TCC	0.00	0.00	0.00	0.00
	EGE HAINA	41.69	2.98	38.50	0.20
	EGE ITABO	20.21	2.81	18.00	(0.60)
	PALAMARA	12.09	0.00	11.00	1.09
	MONTERIO	0.00	0.00	0.00	0.00
	METALDON	0.00	0.00	0.00	0.00
	AES DPP	0.00	0.00	0.00	0.00
	EGEHID	19.65	0.00	9.00	10.65
	ETED	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	111.46	5.80	87.50	18.17

EDESUR
DEUDA CORRIENTE CONCILIADA CON LOS GENERADORES
DESPUES DE LAS CESIONES DE CREDITO Y BONOS
COMPRA DE ENERGIA

Al 31 de Diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009

Valores en millones de US\$

	GENERADOR	Facturación	Pagos		Balance Pendiente
		Blce. Conciliado Fact. Energía	Cesiones de Crédito	Bonos	
Enero	AES ANDRES	0.29	0.00	0.00	0.29
	CEPP	0.00	0.00	0.00	0.00
	TCC	22.43	0.00	20.00	2.43
	EGE HAINA	53.88	14.64	38.50	0.74
	EGE ITABO	33.09	2.81	18.00	12.28
	PALAMARA	3.71	0.00	0.00	3.71
	MONTERIO	3.83	0.86	1.00	1.97
	METALDON	10.83	0.00	7.00	3.83
	AES DPP	0.00	0.00	0.00	0.00
	EGEHID	6.67	0.00	3.00	3.67
	ETED	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	134.73	18.31	87.50	28.92

EDEESTE
DEUDA CORRIENTE CONCILIADA CON LOS GENERADORES
DESPUES DE LAS CESIONES DE CREDITO Y BONOS
COMPRA DE ENERGIA

Al 31 de Diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009

Valores en millones de US\$

	GENERADOR	Facturación	Pagos		Balance Pendiente
		Blce. Conciliado Fact. Energía	Cesiones de Crédito	Bonos	
Enero	AES ANDRES	8.03	0.00	6.00	2.03
	CEPP	0.00	0.00	0.00	0.00
	TCC	0.00	0.00	0.00	0.00
	EGE HAINA	37.03	14.64	0.00	22.39
	EGE ITABO	29.80	2.81	18.00	8.99
	PALAMARA	0.00	0.00	0.00	0.00
	MONTERIO	0.00	0.00	0.00	0.00
	METALDON	0.00	0.00	0.00	0.00
	AES DPP	77.63	0.00	50.00	27.63
	EGEHID	3.07	0.00	1.00	2.07
	ETED	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	155.57	17.45	75.00	63.12

**DEUDA CORRIENTE CONCILIADA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON LOS GENERADORES DESPUES
DE LAS CESIONES DE CREDITO Y BONOS
COMPRA DE ENERGIA**

Al 31 de Diciembre de 2008, con pagos al 27 de enero de 2009

Valores en millones de US\$

	GENERADOR	Facturación	Pagos		Balance Pendiente
		Blce. Conciliado Fact. Energía	Cesiones de Crédito	Bonos	
Enero	AES ANDRES	9.05	0.00	6.00	3.05
	CEPP	17.10	0.00	11.00	6.10
	TCC	22.43	0.00	20.00	2.43
	EGE HAINA	132.60	32.26	77.00	23.34
	EGE ITABO	83.11	8.44	54.00	20.67
	PALAMARA	15.80	0.00	11.00	4.80
	MONTERIO	3.83	0.86	1.00	1.97
	METALDON	10.83	0.00	7.00	3.83
	AES DPP	77.63	0.00	50.00	27.63
	EGEHID	29.39	0.00	13.00	16.39
	ETED	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	401.76	41.56	250.00	110.20

**Balance pendiente por Concepto de Facturacion de Intereses
Corrientes a las Distribuidoras de los Generadores y CDEEE**

Al 31 de Enero del 2009
(Valores en Millones en US\$)

Generador	Balance Pendiente Intereses Corrientes en US\$			Balance Total Pendiente en US\$
	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	
AES Andrés	0.05	0.00	0.12	0.17
CEPP	0.00	0.00	0.00	0.00
TCC	0.81	0.57	0.00	1.39
EGEHAIA	1.29	0.48	0.00	1.77
EGEITABO	0.61	0.26	2.96	3.83
PALAMARA	0.48	0.00	0.00	0.48
MONTERIO	0.00	0.07	0.00	0.07
METALDOM	0.00	0.00	0.00	0.00
AES DPP	0.00	0.00	3.82	3.82
EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00
CECUSA	0.00	0.00	0.00	0.00
LAESA	0.00	0.00	0.00	0.00
EGEHID	0.57	0.12	0.03	0.72
ETED	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	3.82	1.50	6.93	12.25
CDEEE	3.30	3.13	1.19	7.61
SubTotal en US\$	7.11	4.63	8.12	19.86

**Balance pendiente por Concepto de Facturacion de Intereses No
Correintes a las Distribuidoras de los Generadores y CDEEE**

Al 31 de Enero del 2009
(Valores en Millones en US\$)

Generador	Balance Pendiente Intereses Corrientes en US\$			Balance Total Pendiente en US\$
	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	
AES Andrés	0.00	0.00	0.00	0.00
CEPP	0.00	0.00	0.00	0.00
TCC	0.08	0.04	0.00	0.12
EGEHAIA	0.00	0.00	0.85	0.85
EGEITABO	0.00	0.00	0.00	0.00
PALAMARA	0.00	0.00	0.00	0.00
MONTERIO	0.00	0.00	0.00	0.00
METALDOM	0.00	0.00	0.00	0.00
AES DPP	0.00	0.00	0.29	0.29
EDEESTE	0.00	0.00	0.00	0.00
CECUSA	0.00	0.00	0.00	0.00
LAESA	0.00	0.00	0.00	0.00
EGEHID	0.00	0.00	0.00	0.00
ETED	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	0.08	0.04	1.14	1.26
CDEEE	55.72	23.47	3.19	82.38
SubTotal en US\$	55.80	23.51	4.34	83.64
Total General en US\$	62.91	28.14	12.45	103.50

Resumen, Balances Pendientes, Facturación y Pagos de Intereses Corriente
Al 31 de Enero del 2009

Facturación

Pagos

EdeNorte	Blce. Conciliado	Ene-09	Total	Blanc. Anter.	Ene-09	Total	Bce.
	6.53	0.58	7.11	0.00	0.00	0.00	7.11
EdeSur	Blce. Conciliado	Ene-09	Total	Blanc. Anter.	Ene-09	Total	Bce.
	4.01	0.64	4.65	0.00	0.02	0.02	4.63
EdeEste	Blce. Conciliado	Ene-09	Total	Blanc. Anter.	Ene-09	Total	Bce.
	5.92	2.58	8.50	0.00	0.39	0.39	8.12
Total	16.46	3.81	20.27	0.00	0.41	0.41	19.86

Resumen, Balances Pendientes, Facturación y Pagos de Intereses No Corriente
Al 31 de Enero del 2009

Facturación

Pagos

EdeNorte	Blce. Conciliado	Ene-09	Total	Blanc. Anter.	Ene-09	Total	Bce.
	55.72	0.08	55.80	0.00	0.00	0.00	55.80
EdeSur	Blce. Conciliado	Ene-09	Total	Blanc. Anter.	Ene-09	Total	Bce.
	23.47	0.04	23.51	0.00	0.00	0.00	23.51
EdeEste	Blce. Conciliado	Ene-09	Total	Blanc. Anter.	Ene-09	Total	Bce.
	2.09	2.25	4.34	0.00	0.00	0.00	4.34
Total	81.27	2.38	83.65	0.00	0.00	0.00	83.64

Total Gral.	97.73	6.18	103.92	0.00	0.41	0.41	103.50
--------------------	-------	------	---------------	------	------	-------------	---------------

Anexo 9

Indicadores de Gestión

Enero 2009



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION
Información para el Cálculo del Índice de Recuperación de Efectivo (CRI)
Enero de 2009

EdeNorte	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	2,725.504	2,967.313	3,098.570	3,283.842	281.797	282.031	283.400	264.100	264.300	255.260	255.260	39,406.108	1171.75 %
Numero de Clientes Facturados	348,792	417,241	535,922	570,422	569,482	575,395	582,614	587,613	593,383	598,339	598,339	598,339.0	
Energía PRA (GWh)	143.274	179.393	181.550	186.448	15.337	14.988	14.400	14.400	14.300	12.930	12.930	2,237.377	1132.37 %
Cobros PRA (millones RD\$)	30.514	60.921	104.737	121.347	8.900	11.607	9.900	9.500	13.600	11.400	11.400	1,456.166	1290.31 %
Cobros PRA (millones US\$)	1.015	1.832	3.157	3.515	0.256	0.332	0.282	0.269	0.385	0.321	0.321	42.175	
Energía No-PRA (GWh)	2,582.230	2,787.920	2,917.020	3,097.394	266.460	267.043	269.000	249.700	250.000	242.330	242.330	37,168.731	1174.20 %
Facturación No-PRA (GWh)	1,308.012	1,508.217	1,823.860	2,065.161	187.405	183.475	183.000	186.700	175.500	173.700	173.700	24,781.934	1258.76 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	7,418.159	9,455.779	10,902.376	12,385.989	1,143.549	1,116.478	1,107.800	1,114.500	1,030.800	981.400	981.400	148,631.869	1263.30 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	249.021	284.342	328.606	358.717	32.871	31.945	31.555	31.563	29.168	27.645	27.645	4,304.607	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	6,202.041	7,886.656	9,568.9	11,155.9	1,004.629	1,019.647	1,036.700	967.300	989.600	864.200	864.2	133,871.3	1299.03 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	207.937	237.173	288.361	323.023	28.878	29.174	29.530	27.395	28.002	24.344	24.344	3,876.3	

EdeSur	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	3,275.302	3,491.607	3,670.381	3,900.047	342.461	326.304	327.595	307.430	325.662	316.708	316.708	46,800.569	1175.09 %
Numero de Clientes Facturados	404,338	232,582	280,379	316,777	319,044	324,617	340,575	343,400	372,804	373,318	373,318	373,318.0	
Energía PRA (GWh)	330.612	392.029	443.575	497.768	41.148	35.384	40.039	34.384	40.39	38.91	38.913	5,973.221	1246.61 %
Cobros PRA (millones RD\$)	53.755	97.162	161.509	193.054	14.724	15.761	18.234	15.731	20.671	19.801	19.801	2,316.653	1334.38 %
Cobros PRA (millones US\$)	1.781	2.923	4.869	5.591	0.423	0.451	0.519	0.446	0.585	0.558	0.558	67.092	
Energía No-PRA (GWh)	2,944.690	3,099.578	3,226.806	3,402.279	301.313	290.920	287.556	273.046	285.273	277.795	277.795	40,827.348	1165.26 %
Facturación No-PRA (GWh)	1,862.707	1,915.031	2,224.033	2,402.314	235.828	199.107	209.542	201.384	223.534	200.958	200.958	28,827.768	1196.19 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	11,751.237	13,944.572	15,675.598	16,518.411	1,636.549	1,368.704	1,441.846	1,377.999	1,500.791	1,365.351	1,365.351	198,220.930	1164.52 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	394.236	419.287	472.690	478.440	47.042	39.162	41.070	39.026	42.467	38.461	38.461	5,741.283	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	10,552.707	12,671.488	13,851.4	15,583.0	1,376.529	1,376.450	1,473.786	1,221.424	1,370.884	1,242.931	1,242.9	186,996.3	1250.02 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	353.678	381.257	417.570	451.416	39.568	39.383	41.980	34.591	38.791	35.012	35.012	5,417.0	



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION **Información para el Cálculo del Índice de Recuperación de Efectivo (CRI)** **Enero de 2009**

EdeEste	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	2,961.308	3,054.950	3,035.922	3,051.081	268.412	249.497	250.983	221.460	243.244	241.623	241.623	36,612.970	1105.99 %
Numero de Clientes Facturados	324,689	335,536	302,692	333,730	339,166	343,460	346,153	348,432	351,171	353,266	353,266	353,266.0	
Energía PRA (GWh)	534.805	596.920	612.237	567.631	47.470	44.725	42.186	39.547	44.833	42.962	42.962	6,811.573	1012.57 %
Cobros PRA (millones RD\$)	124.487	198.492	273.678	257.106	18.722	18.801	22.353	16.182	22.716	25.016	25.016	3,085.274	1027.34 %
Cobros PRA (millones US\$)	4.183	5.979	8.253	7.460	0.538	0.538	0.637	0.458	0.643	0.705	0.705	89.518	
Energía No-PRA (GWh)	2,426.503	2,458.030	2,423.685	2,483.450	220.942	204.772	208.797	181.913	198.411	198.661	198.661	29,801.397	1129.59 %
Facturación No-PRA (GWh)	1,696.941	1,621.490	1,585.259	1,647.170	146.649	145.948	141.094	134.227	134.288	128.364	128.364	19,766.044	1146.87 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	9,464.926	9,914.501	9,620.978	9,797.447	881.613	872.593	837.190	806.032	789.588	766.072	766.072	117,569.363	1122.01 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	317.832	298.043	289.999	283.906	25.342	24.967	23.847	22.827	22.342	21.579	21.579	3,406.874	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	8,414.541	8,895.342	9,137.7	9,671.9	829.097	835.340	834.192	744.397	918.884	756.828	756.8	116,062.8	1170.15 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	281.549	267.627	275.546	280.228	23.832	23.901	23.762	21.082	26.001	21.319	21.319	3,362.7	

Total Distribuidoras	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	8,962.114	9,513.869	9,804.873	10,234.971	892.670	857.832	861.979	792.989	833.206	813.591	813.591	122,819.646	1152.64 %
Numero de Clientes Facturados	1,077,819	985,360	1,118,993	1,220,929	1,227,692	1,243,472	1,269,342	1,279,445	1,317,358	1,324,923	1,324,923	1,324,923.0	
Energía PRA (GWh)	1,008.691	1,168.341	1,237.362	1,251.848	103.955	95.097	96.626	88.331	99.522	94.805	94.805	15,022.171	1114.05 %
Cobros PRA (millones RD\$)	208.756	356.574	539.923	571.508	42.346	46.169	50.487	41.413	56.987	56.217	56.217	6,858.092	1170.20 %
Cobros PRA (millones US\$)	6.979	10.733	16.279	16.565	1.217	1.321	1.438	1.173	1.613	1.584	1.584	198.785	
Energía No-PRA (GWh)	7,953.4	8,345.5	8,567.511	8,983.123	788.715	762.735	765.353	704.659	733.684	718.786	718.786	107,797.476	1158.21 %
Facturación No-PRA (GWh)	4,867.7	5,044.7	5,633.152	6,114.645	569.882	528.530	533.636	522.311	533.322	503.022	503.022	73,375.745	1202.57 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	28,634.3	33,314.9	36,198.952	38,701.847	3,661.711	3,357.776	3,386.836	3,298.530	3,321.178	3,112.823	3,112.823	464,422.162	1182.97 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	961.1	1,001.7	1,091.295	1,121.064	105.254	96.074	96.473	93.416	93.977	87.685	87.685	13,452.764	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	25,169.3	29,453.5	32,557.976	36,410.9	3,210.254	3,231.438	3,344.678	2,933.122	3,279.367	2,863.959	2,864.0	436,930.5	1242.01 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	843.2	886.1	981.476	1,054.666	92.277	92.459	95.272	83.068	92.794	80.675	80.675	12,656.0	



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION

Indicadores de Gestión Zonas PRA

Enero de 2009

EdeNorte - Barrios PRA	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía PRA (GWh)	143.274	179.393	181.550	186.448	15.337	14.988	14.400	14.400	14.300	12.930	12.930	2,237.377	1132.37 %
Energía PRA : kWh/usuario	149.244	186.867	210.713	216.397	191.718	187.348	180.000	180.000	178.750	161.625	180.084	2,596.769	1132.37 %
Valor de la Energía (millones RD\$)	411.196	760.625	769.772	790.540	65.031	63.548	61.056	61.056	60.632	54.823	54.823	9,486.477	1132.37 %
Valor de la Energía (millones US\$)	13.798	22.876	23.212	22.931	1.869	1.818	1.739	1.729	1.716	1.544	1.544	275.170	
Facturación [estimada] (GWh)	10.632	14.368	24.702	28.620	2.099	2.738	2.335	2.241	3.208	2.689	2.689	343.435	1290.31 %
% Pérdidas	92.6 %	92.0 %	86.4 %	84.7 %	86.3 %	81.7 %	83.8 %	84.4 %	77.6 %	79.2 %	79.2 %	84.7 %	
Facturado PRA (millones RD\$)	30.514	60.921	104.737	121.347	8.900	11.607	9.900	9.500	13.600	11.400	11.400	1,456.166	1290.31 %
Facturado PRA (millones US\$)	1.015	1.832	3.157	3.515	0.256	0.332	0.282	0.269	0.385	0.321	0.321	42.175	
Cobrado PRA (millones RD\$)	30.514	60.921	104.737	121.347	8.900	11.607	9.900	9.500	13.600	11.400	11.400	1,456.166	1290.31 %
Cobrado PRA (millones US\$)	1.015	1.832	3.157	3.515	0.256	0.332	0.282	0.269	0.385	0.321	0.321	42.175	
% Cobro/Facturación	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	
Indice "CRI" - mensual	7.4 %	8.0 %	13.6 %	15.3 %	13.7 %	18.3 %	16.2 %	15.6 %	22.4 %	20.8 %	20.8 %	15.3 %	
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					13.5 %	14.3 %	15.2 %	16.1 %	17.0 %	17.7 %			

EdeSur - Barrios PRA	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía PRA (GWh)	330.612	392.029	443.575	497.768	41.148	35.384	40.039	34.384	40.389	38.913	38.913	5,973.221	1246.61 %
Energía PRA : kWh/usuario	170.068	201.661	228.176	256.054	254.000	218.420	247.156	212.247	249.315	240.205	240.205	3,072.645	1246.61 %
Valor de la Energía (millones RD\$)	948.856	1,662.202	1,880.758	2,110.538	174.468	150.028	169.767	145.788	171.249	164.992	164.992	25,326.458	1246.61 %
Valor de la Energía (millones US\$)	31.912	49.999	56.724	61.238	5.015	4.293	4.836	4.129	4.846	4.648	4.648	734.850	
Facturación [estimada] (GWh)	18.730	22.916	38.092	45.532	3.473	3.717	4.300	3.710	4.875	4.670	4.670	546.380	1334.38 %
% Pérdidas	94.3 %	94.2 %	91.4 %	90.9 %	91.6 %	89.5 %	89.3 %	89.2 %	87.9 %	88.0 %	88.0 %	90.9 %	
Facturado PRA (millones RD\$)	53.755	97.162	161.509	193.054	14.724	15.761	18.234	15.731	20.671	19.801	19.801	2,316.653	1334.38 %
Facturado PRA (millones US\$)	1.781	2.923	4.869	5.591	0.423	0.451	0.519	0.446	0.585	0.558	0.558	67.092	
Cobrado PRA (millones RD\$)	53.755	97.162	161.509	193.054	14.724	15.761	18.234	15.731	20.671	19.801	19.801	2,316.653	1334.38 %
Cobrado PRA (millones US\$)	1.781	2.923	4.869	5.591	0.423	0.451	0.519	0.446	0.585	0.558	0.558	67.092	
% Cobro/Facturación	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	0.00 %
Indice "CRI" - mensual	5.7 %	5.8 %	8.6 %	9.1 %	8.4 %	10.5 %	10.7 %	10.8 %	12.1 %	12.0 %	12.0 %	9.1 %	6.52 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					8.2 %	8.4 %	8.8 %	9.6 %	10.2 %	10.7 %			



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION

Indicadores de Gestión Zonas PRA

Enero de 2009

EdeEste - Barrios PRA	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía PRA (GWh)	534.805	596.920	612.237	567.631	47.470	44.725	42.186	39.547	44.833	42.962	42.962	6,811.573	1012.57 %
Energía PRA : kWh/usuario	185.696	207.264	141.722	131.396	131.861	124.237	117.184	109.852	124.535	119.339	119.339	1,576.753	1012.57 %
Valor de la Energía (millones RD\$)	1,534.891	2,530.941	2,595.886	2,406.756	201.272	189.635	178.870	167.679	190.091	182.160	182.160	28,881.069	1012.57 %
Valor de la Energía (millones US\$)	51.452	76.098	78.302	69.834	5.785	5.426	5.095	4.749	5.379	5.131	5.131	838.003	
Facturación [estimada] (GWh)	43.375	46.814	64.547	60.638	4.415	4.434	5.272	3.817	5.358	5.900	5.900	727.659	1027.34 %
% Pérdidas	91.9 %	92.2 %	89.5 %	89.3 %	90.7 %	90.1 %	87.5 %	90.3 %	88.0 %	86.3 %	86.3 %	89.3 %	
Facturado PRA (millones RD\$)	124.5	198.5	273.7	257.106	18.722	18.801	22.353	16.182	22.716	25.016	25.016	3,085.274	1027.34 %
Facturado PRA (millones US\$)	4.183	5.979	8.253	7.460	0.538	0.538	0.637	0.458	0.643	0.705	0.705	89.518	
Cobrado PRA (millones RD\$)	124.487	198.492	273.678	257.106	18.7	18.8	22.4	16.2	22.7	25.0	25.016	3,085.274	1027.34 %
Cobrado PRA (millones US\$)	4.183	5.979	8.253	7.460	0.538	0.538	0.637	0.458	0.643	0.705	0.705	89.518	
% Cobro/Facturación	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	0.00 %
Indice "CRI" - mensual	8.1 %	7.8 %	10.5 %	10.7 %	9.3 %	9.9 %	12.5 %	9.7 %	12.0 %	13.7 %	13.7 %	10.7 %	1.33 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					10.4 %	10.4 %	10.6 %	10.6 %	10.7 %	11.2 %			

TOTAL - Barrios PRA	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía PRA (GWh)	1,008.691	1,168.341	1,237.362	1,251.848	103.955	95.097	96.626	88.331	99.522	94.805	94.805	15,022.171	1114.05 %
Energía PRA : kWh/usuario	174.393	201.995	213.928	216.433	215.675	197.297	200.468	183.259	206.476	196.692	196.692	2,597.194	1114.05 %
Valor de la Energía (millones RD\$)	2,894.944	4,953.767	5,246.416	5,307.834	440.771	403.211	409.693	374.523	421.972	401.975	401.975	63,694.004	1114.05 %
Valor de la Energía (millones US\$)	97.161	148.973	158.238	154.002	12.670	11.537	11.670	10.607	11.940	11.323	11.323	1,848.023	
Facturación [estimada] (GWh)	72.737	84.098	127.340	134.790	9.987	10.889	11.907	9.767	13.440	13.259	13.259	1,617.475	1170.20 %
% Pérdidas	92.8 %	92.8 %	89.7 %	89.2 %	90.4 %	88.5 %	87.7 %	88.9 %	86.5 %	86.0 %	86.0 %	89.2 %	
Facturado PRA (millones RD\$)	208.756	356.574	539.923	571.508	42.346	46.169	50.487	41.413	56.987	56.217	56.217	6,858.092	1170.20 %
Facturado PRA (millones US\$)	6.979	10.733	16.279	16.565	1.217	1.321	1.438	1.173	1.613	1.584	1.584	198.785	
Cobrado PRA (millones RD\$)	208.756	356.574	539.923	571.508	42.3	46.2	50.5	41.4	57.0	56.2	56.217	6,858.092	1170.20 %
Cobrado PRA (millones US\$)	6.979	10.733	16.279	16.565	1.217	1.321	1.438	1.173	1.613	1.584	1.584	198.785	
% Cobro/Facturación	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	0.00 %
Indice "CRI" - mensual	7.2 %	7.2 %	10.3 %	10.8 %	9.6 %	11.5 %	12.3 %	11.1 %	13.5 %	14.0 %	14.0 %	10.8 %	4.63 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					10.0 %	10.2 %	10.5 %	11.1 %	11.5 %	12.0 %			



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION Indicadores de Gestión Zonas No PRA Enero de 2009

EdeNorte - Areas No-PRA	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía No-PRA (GWh)	2,787.920	2,917.020	3,097.394	266.460	267.043	269.000	249.700	250.000	242.330	2,907.960	-0.31 %
Facturación No-PRA (GWh)	1,508.217	1,823.860	2,065.161	187.405	183.475	183.000	186.700	175.500	173.700	2,084.400	14.29 %
Numero de Clientes Facturados	417,241	535,922	570,422	569,482	575,395	582,614	587,613	593,383	598,339	598,339	
% Pérdidas	45.9 %	37.5 %	33.3 %	29.67 %	31.29 %	31.97 %	25.23 %	29.80 %	28.32 %	28.32 %	-24.43 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	9,455.779	10,902.376	12,385.989	1,143.549	1,116.478	1,107.800	1,114.500	1,030.800	981.400	11,776.800	8.02 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	284.342	328.606	358.717	32.871	31.945	31.555	31.563	29.168	27.645	331.741	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	7,886.656	9,568.855	11,155.944	1,004.629	1,019.647	1,036.700	967.300	989.600	864.200	10,370.400	8.38 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	237.173	288.361	323.023	28.878	29.174	29.530	27.395	28.002	24.344	292.124	
% Cobro/Facturación	83.4 %	87.8 %	90.1 %	87.85 %	91.33 %	93.58 %	86.79 %	96.00 %	88.06 %	88.06 %	0.33 %
Indice "CRI" - mensual	45.1 %	54.9 %	60.1 %	61.79 %	62.75 %	63.66 %	64.89 %	67.39 %	63.12 %	63.12 %	15.02 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses				57.86 %	59.11 %	59.60 %	62.29 %	63.29 %	63.90 %		

EdeSur - Areas No-PRA	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía No-PRA (GWh)	3,099.578	3,226.806	3,402.279	301.313	290.920	287.556	273.046	285.273	277.795	3,333.542	3.31 %
Facturación No-PRA (GWh)	1,915.031	2,224.033	2,402.314	235.828	199.107	209.542	201.384	223.534	200.958	2,411.496	8.43 %
Numero de Clientes Facturados	232,582	280,379	316,777	319,044	324,617	340,575	343,400	372,804	373,318	373,318	
% Pérdidas	38.2 %	31.1 %	29.4 %	21.73 %	31.56 %	27.13 %	26.25 %	21.64 %	27.66 %	27.66 %	-10.99 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	13,944.572	15,675.598	16,518.411	1,636.549	1,368.704	1,441.846	1,377.999	1,500.791	1,365.351	16,384.212	4.52 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	419.287	472.690	478.440	47.042	39.162	41.070	39.026	42.467	38.461	461.527	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	12,671.488	13,851.378	15,583.027	1,376.529	1,376.450	1,473.786	1,221.424	1,370.884	1,242.931	14,915.172	7.68 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	381.257	417.570	451.416	39.568	39.383	41.980	34.591	38.791	35.012	420.146	
% Cobro/Facturación	90.9 %	88.4 %	94.3 %	84.11 %	100.57 %	102.22 %	88.64 %	91.34 %	91.03 %	91.03 %	3.02 %
Indice "CRI" - mensual	56.1 %	60.9 %	66.6 %	65.83 %	68.83 %	74.48 %	65.37 %	71.58 %	65.85 %	65.85 %	8.13 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses				64.79 %	64.98 %	66.75 %	67.77 %	68.68 %	68.67 %		



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION

Indicadores de Gestión Zonas No PRA

Enero de 2009

EdeEste - Areas No-PRA	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía No-PRA (GWh)	2,458.030	2,423.685	2,483.450	220.942	204.772	208.797	181.913	198.411	198.661	2,383.927	-1.64 %
Facturación No-PRA (GWh)	1,621.490	1,585.259	1,647.170	146.649	145.948	141.094	134.227	134.288	128.364	1,540.371	-2.83 %
Numero de Clientes Facturados	335,536	302,692	333,730	339,166	343,460	346,153	348,432	351,171	353,266	353,266	
% Pérdidas	34.0 %	34.6 %	33.7 %	33.63 %	28.73 %	32.43 %	26.21 %	32.32 %	35.39 %	35.39 %	2.29 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	9,914.501	9,620.978	9,797.447	881.613	872.593	837.190	806.032	789.588	766.072	9,192.864	-4.45 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	298.043	289.999	283.906	25.342	24.967	23.847	22.827	22.342	21.579	258.954	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	8,895.342	9,137.743	9,671.902	829.097	835.340	834.192	744.397	918.884	756.828	9,081.931	-0.61 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	267.627	275.546	280.228	23.832	23.901	23.762	21.082	26.001	21.319	255.829	
% Cobro/Facturación	89.7 %	95.0 %	98.7 %	94.04 %	95.73 %	99.64 %	92.35 %	116.38 %	98.79 %	98.79 %	4.02 %
Indice "CRI" - mensual	59.2 %	62.1 %	65.5 %	62.42 %	68.23 %	67.33 %	68.14 %	78.76 %	63.84 %	63.84 %	2.76 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses				62.44 %	63.66 %	63.74 %	65.84 %	67.84 %	67.97 %		

TOTAL - Areas No-PRA	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Proyeccion Cierre 2009	Variacion de periodos
Energía No-PRA (GWh)	8,345.528	8,567.511	8,983.123	788.715	762.735	765.353	704.659	733.684	718.786	8,625.429	0.68 %
Facturación No-PRA (GWh)	5,044.738	5,633.152	6,114.645	569.882	528.530	533.636	522.311	533.322	503.022	6,036.267	7.16 %
Numero de Clientes Facturados	985,360	1,118,993	1,220,929	1,227,692	1,243,472	1,269,342	1,279,445	1,317,358	1,324,923	1,324,923	
% Pérdidas	39.6 %	34.2 %	31.9 %	27.75 %	30.71 %	30.28 %	25.88 %	27.31 %	30.02 %	30.02 %	-12.36 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)	33,314.852	36,198.952	38,701.847	3,661.711	3,357.776	3,386.836	3,298.530	3,321.178	3,112.823	37,353.876	3.19 %
Facturado No-PRA (millones US\$)	1,001.673	1,091.295	1,121.064	105.254	96.074	96.473	93.416	93.977	87.685	1,052.222	
Cobrado No-PRA (millones RD\$)	29,453.486	32,557.976	36,410.873	3,210.254	3,231.438	3,344.678	2,933.122	3,279.367	2,863.959	34,367.503	5.56 %
Cobrado No-PRA (millones US\$)	886.057	981.476	1,054.666	92.277	92.459	95.272	83.068	92.794	80.675	968.099	
% Cobro/Facturación	88.4 %	89.9 %	94.1 %	87.67 %	96.24 %	98.76 %	88.92 %	98.74 %	92.01 %	92.01 %	2.29 %
Indice "CRI" - mensual	53.4 %	59.1 %	64.0 %	63.35 %	66.69 %	68.86 %	65.91 %	71.78 %	64.39 %	64.39 %	2.58 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses				61.77 %	62.60 %	63.48 %	65.37 %	66.56 %	66.80 %		



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION **Total Indicadores de Gestión Zonas PRA y No PRA** **Enero de 2009**

EdeNorte - Total	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Año 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	2,725.504	2,967.313	3,098.570	3,283.842	281.797	282.031	283.400	264.100	264.300	255.260	255.260	3,063.120	-1.14 %
Facturación Total (GWh)	1,318.644	1,522.585	1,848.562	2,093.781	189.504	186.212	185.335	188.941	178.708	176.389	176.389	2,116.664	14.50 %
Numero de Clientes Facturados	348,792	417,241	535,922	570,422	569,482	575,395	582,614	587,613	593,383	598,339	598,339	598,339	
% Pérdidas	51.6 %	48.7 %	40.3 %	36.2 %	32.8 %	34.0 %	34.6 %	28.5 %	32.4 %	30.9 %	30.9 %	30.9 %	-23.41 %
Facturado Total (millones RD\$)	7,448.7	9,516.7	11,007.1	12,507.3	1,152.449	1,128.085	1,117.700	1,124.000	1,044.400	992.800	992.800	11,913.600	8.24 %
Facturado Total (millones US\$)	250.036	286.174	331.764	362.232	33.127	32.277	31.837	31.832	29.553	27.966	27.966	335.594	
Cobrado Total (millones RD\$)	6,232.6	7,947.6	9,673.6	11,277.3	1,013.529	1,031.254	1,046.600	976.800	1,003.200	875.600	875.600	10,507.200	8.62 %
Cobrado Total (millones US\$)	208.952	239.005	291.518	326.537	29.133	29.507	29.812	27.664	28.387	24.665	24.665	24.665	
% Cobro/Facturación	83.7 %	83.5 %	87.9 %	90.2 %	87.9 %	91.4 %	93.6 %	86.9 %	96.1 %	88.2 %	88.2 %	88.2 %	0.35 %
Indice "CRI" - mensual	40.5 %	42.9 %	52.4 %	57.5 %	59.1 %	60.4 %	61.2 %	62.2 %	64.9 %	60.9 %	60.9 %	60.9 %	16.24 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					55.2 %	56.5 %	57.1 %	59.7 %	60.8 %	61.4 %			

EdeSur - Total	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Año 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	3,275.302	3,491.607	3,670.381	3,900.047	342.461	326.304	327.595	307.430	325.662	316.708	316.708	3,800.501	3.55 %
Facturación Total (GWh)	1,881.4	1,937.9	2,262.124	2,447.846	239.301	202.825	213.842	205.094	228.410	205.628	205.628	2,467.537	9.08 %
Numero de Clientes Facturados	404,338	232,582	280,379	316,777	319,044	324,617	340,575	343,400	372,804	373,318	373,318	373,318	
% Pérdidas	42.6 %	44.5 %	38.4 %	37.2 %	30.1 %	37.8 %	34.7 %	33.3 %	29.9 %	35.1 %	35.1 %	35.1 %	-8.59 %
Facturado Total (millones RD\$)	11,805.0	14,041.7	15,837.1	16,711.5	1,651.273	1,384.465	1,460.079	1,393.730	1,521.462	1,385.152	1,385.152	16,621.824	4.95 %
Facturado Total (millones US\$)	396.017	422.210	477.559	484.031	47.465	39.613	41.590	39.471	43.052	39.018	39.018	468.220	
Cobrado Total (millones RD\$)	10,606.5	12,768.7	14,012.9	15,776.1	1,391.253	1,392.211	1,492.019	1,237.155	1,391.555	1,262.732	1,262.732	15,152.784	8.13 %
Cobrado Total (millones US\$)	355.459	384.179	422.438	457.007	39.991	39.834	42.500	35.037	39.376	35.570	35.570	35.570	
% Cobro/Facturación	89.8 %	90.9 %	88.5 %	94.4 %	84.3 %	100.6 %	102.2 %	88.8 %	91.5 %	91.2 %	91.2 %	91.2 %	3.03 %
Indice "CRI" - mensual	51.6 %	50.5 %	54.5 %	59.3 %	58.9 %	62.5 %	66.7 %	59.2 %	64.1 %	59.2 %	59.2 %	59.2 %	8.54 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					57.3 %	57.7 %	59.4 %	60.8 %	61.7 %	61.8 %			



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION Total Indicadores de Gestión Zonas PRA y No PRA Enero de 2009

EdeEste - Total	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Año 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	2,961.308	3,054.950	3,035.922	3,051.081	268.412	249.497	250.983	221.460	243.244	241.623	241.623	2,899.473	-4.49 %
Facturación Total (GWh)	1,740.316	1,668.304	1,649.806	1,707.809	151.064	150.382	146.366	138.044	139.646	134.264	134.264	1,611.171	-2.34 %
Numero de Clientes Facturados	324,689	335,536	302,692	333,730	339,166	343,460	346,153	348,432	351,171	353,266	353,266	353,266	
% Pérdidas	41.2 %	45.4 %	45.7 %	44.0 %	43.7 %	39.7 %	41.7 %	37.7 %	42.6 %	44.4 %	44.4 %	44.4 %	-2.68 %
Facturado Total (millones RD\$)	9,589.413	10,112.993	9,894.7	10,054.6	900.334	891.395	859.544	822.214	812.304	791.088	791.088	9,493.057	-4.06 %
Facturado Total (millones US\$)	322.015	304.023	298.252	291.366	25.880	25.505	24.484	23.286	22.985	22.284	22.284	267.410	
Cobrado Total (millones RD\$)	8,539.028	9,093.833	9,411.4	9,929.0	847.819	854.141	856.546	760.579	941.600	781.844	781.844	9,382.124	-0.31 %
Cobrado Total (millones US\$)	285.732	273.606	283.799	287.688	24.370	24.439	24.398	21.540	26.644	22.024	22.024	22.024	
% Cobro/Facturación	89.0 %	89.9 %	95.1 %	98.8 %	94.2 %	95.8 %	99.7 %	92.5 %	115.9 %	98.8 %	98.8 %	98.8 %	3.91 %
Indice "CRI" - mensual	52.3 %	49.1 %	51.7 %	55.3 %	53.0 %	57.8 %	58.1 %	57.7 %	66.5 %	54.9 %	54.9 %	54.9 %	6.25 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					52.6 %	53.7 %	54.1 %	56.0 %	57.7 %	57.9 %			

TOTAL - Distribuidoras	Total Año 2005	Total Año 2006	Total Año 2007	Total Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Total Año 2009	Proyeccion Año 2009	Variacion de periodos
Energía Total (GWh)	8,962.114	9,513.869	9,804.873	10,234.971	892.670	857.832	861.979	792.989	833.206	813.591	813.591	9,763.094	-0.43 %
Facturación Total (GWh)	4,940.397	5,128.836	5,760.492	6,249.435	579.869	539.419	545.543	532.078	546.763	516.281	516.281	6,195.372	7.55 %
Numero de Clientes Facturados	1,077,819	985,360	1,118,993	1,220,929	1,227,692	1,243,472	1,269,342	1,279,445	1,317,358	1,324,923	1,324,923	1,324,923	
% Pérdidas	44.9 %	46.1 %	41.2 %	38.9 %	35.0 %	37.1 %	36.7 %	32.9 %	34.4 %	36.5 %	36.5 %	36.5 %	-11.41 %
Facturado Total (millones RD\$)	28,843.1	33,671.4	36,738.9	39,273.4	3,704.056	3,403.945	3,437.323	3,339.944	3,378.166	3,169.040	3,169.040	38,028.481	3.51 %
Facturado Total (millones US\$)	968.068	1,012.406	1,107.574	1,137.629	106.471	97.395	97.911	94.589	95.589	89.269	89.269	1,071.225	
Cobrado Total (millones RD\$)	25,378.0	29,810.1	33,097.9	36,982.4	3,252.600	3,277.607	3,395.165	2,974.535	3,336.354	2,920.176	2,920.176	35,042.108	5.87 %
Cobrado Total (millones US\$)	850.143	896.790	997.755	1,071.232	93.495	93.780	96.710	84.241	94.406	82.258	82.258	82.258	
% Cobro/Facturación	88.0 %	88.5 %	90.1 %	94.2 %	87.8 %	96.3 %	98.8 %	89.1 %	98.8 %	92.1 %	92.1 %	92.1 %	2.28 %
Indice "CRI" - mensual	48.5 %	47.7 %	52.9 %	57.5 %	57.0 %	60.5 %	62.5 %	59.8 %	64.8 %	58.5 %	58.5 %	58.5 %	10.48 %
Indice "CRI" - Ultimos 6 meses					55.2 %	56.1 %	57.1 %	59.1 %	60.2 %	60.5 %			

Retiros OC	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Año 2009	Proyeccion Año 2009	Variacion de periodos
EdeSur	3,266.494	3,489.092	3,656.098	3,886.739	341.464	325.385	326.573	306.431	324.667	315.751	315.751	46,640.870	1175.70 %
EdeNorte	2,725.411	2,967.134	3,098.553	3,283.747	281.797	282.031	283.335	264.088	264.282	255.278	255.278	39,404.969	1171.72 %
EdeEste	2,961.610	3,053.298	3,033.922	3,050.260	268.144	249.328	250.854	221.290	243.102	241.485	241.485	36,603.125	1106.46 %
Total Retiros OC	8,953.515	9,509.524	9,788.573	10,220.747	891.405	856.744	860.762	791.808	832.051	812.514	812.514	122,648.965	1189.75 %



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION

Retiros de Energía de las Distribuidoras

Enero 2009

(GWh)

Clasificados en:

1. Por contratos
2. Por Spot

Distribuidoras	Por Contrato GWH	Mercado Spot GWH	Total GWH	Valor % Contrato	Valor % Spot	Valor % Dist / Total
Enero						
EdeSur	348.5	-32.7	315.8	110.4%	-10.4%	38.9%
EdeNorte	232.4	22.9	255.3	91.0%	9.0%	31.4%
EdeEste	175.6	65.9	241.5	72.7%	27.3%	29.7%
Total	756.5	56.0	812.5	91.4%	8.6%	100.0%
Total Retiros						
EdeSur	348.5	-32.7	315.8	110.4%	-10.4%	38.9%
EdeNorte	232.4	22.9	255.3	91.0%	9.0%	31.4%
EdeEste	175.6	65.9	241.5	72.7%	27.3%	29.7%
Total	756.5	56.0	812.5	91.4%	8.6%	100.0%



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION

Diferencia Retiros de Energía OC - Distribuidoras

Enero 2009

Distribuidoras	Según OC GWH	Según Distribuidoras GWH	Diferencia GWH
Enero			
EdeSur	315.8	316.7	-1.0
EdeNorte	255.3	255.3	0.0
EdeEste	241.5	241.6	-0.1
Total	812.5	813.6	-1.1
Total Retiros			
EdeSur	315.8	316.7	-1.0
EdeNorte	255.3	255.3	0.0
EdeEste	241.5	241.6	-0.1
Total	812.5	813.6	-1.1



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION

Precio Monomico de Compra de Energía (MM US\$) Año 2009

Distribuidoras	Transacciones por Contrato				Transacciones Mercado Spot					Total Transacciones			
	Compra GWH	Compra (MM US\$)	Monomico (US\$/kWh)		Compra GWH	Compra (MM RD\$)	Compra (MM US\$)	Monomico (US\$/kWh)		Compra GWH	Compra (MM RD\$)	Compra (MM US\$)	Monomico (US\$/kWh)
Enero													
EdeSur	348.47	28.09	0.08		-32.71	-95.01	-2.68	0.08		315.75	902.22	25.41	0.08
EdeNorte	232.39	19.39	0.08		22.89	68.65	1.93	0.08		255.28	757.16	21.33	0.08
EdeEste	175.63	14.26	0.08		65.86	189.86	5.35	0.08		241.48	696.14	19.61	0.08
Total	756.48	61.75	0.08		56.03	163.50	4.61	0.08		812.51	2,355.53	66.35	0.08
Total 2009													
EdeSur	348.47	28.09	0.08		-32.71	-95.01	-2.68	0.08		315.75	902.22	25.41	0.08
EdeNorte	232.39	19.39	0.08		22.89	68.65	1.93	0.08		255.28	757.16	21.33	0.08
EdeEste	175.63	14.26	0.08		65.86	189.86	5.35	0.08		241.48	696.14	19.61	0.08
Total	756.48	61.75	0.08		56.03	163.50	4.61	0.08		812.51	2,355.53	66.35	0.08

En el renglon de Transacciones de Energía por contrato se utilizaron precios marginales de energía del Organismo Coordinador de acuerdo al costo Marginal Maximo en la Barra de retiro por parte de las Distribuidoras.



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION
Precio Monomico de Compra de las Distribuidoras (MM US\$) Año 2009

Transacciones Economicas Energia												Transacciones Economicas Potencia (Provisionales)												Transferencias por Derecho de Conexion												Total Transacciones				
Distribuidora	Transacciones por Contrato				Transacciones Mercado Spot				Total Transacciones				Transacciones por Contrato				Transacciones Mercado Spot				Total Transacciones				Transacciones por Contrato				Transacciones Mercado Spot				Total Transacciones				Total Transacciones			
	Compra GWh	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra GWh	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra GWh	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra MW	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra MW	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra MW	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra MW	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra MW	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)	Compra MW	Compra (MM US\$)	Compra (MM RD\$)	Monomico (US\$/kWh)				
Enero																																								
EdeSur	348.47	28.09	997.23	0.0806	(32.71)	(2.60)	(95.01)	0.0818	315.75	25.41	902.22	0.0805	525.00	4.42	156.87	0.0084	126.98	0.15	5.41	0.0012	651.98	4.57	162.28	0.0070	565.50	1.78	63.06	0.0031	19.50	0.06	2.17	0.0031	585.00	1.84	0.0031	315.75	31.82	384.38	0.1008	
EdeNorte	232.39	19.39	688.51	0.0835	22.89	1.93	68.65	0.0845	255.28	21.33	757.16	0.0836	471.00	3.96	140.66	0.0084	72.68	0.60	21.15	0.0082	543.68	4.56	161.81	0.0084	482.00	1.51	53.75	0.0031	72.47	0.23	8.08	0.0031	554.47	1.74	0.0031	255.28	27.63	364.30	0.1082	
EdeEste	175.63	14.26	506.28	0.0812	65.86	5.35	189.86	0.0812	241.48	19.61	696.14	0.0812	505.00	2.78	98.77	0.0055	0.51	1.06	37.70	2.0826	505.51	3.84	136.48	0.0076	355.00	1.12	39.59	0.0031	135.55	0.43	15.11	0.0031	490.55	1.54	0.0031	241.48	24.99	289.95	0.1035	
Total	756.48	61.75	2,192.03	0.0816	56.03	4.61	163.50	0.0822	812.51	66.35	2,355.53	0.0817	1,501.00	11.16	396.30	0.0074	200.17	1.81	64.26	0.0090	1,701.17	12.97	460.57	0.0076																
Total 2009																																								
EdeSur	348.47	28.09	997.23	0.0806	(32.71)	(2.60)	(95.01)	0.0818	315.75	25.41	902.22	0.0805	525.00	4.42	156.87	0.0084	126.98	0.15	5.41	0.0012	651.98	4.57	162.28	0.0070	565.50	1.78	63.06	0.0031	19.50	0.06	2.17	0.0031	585.00	1.84	0.0031	315.75	31.82	384.38	0.1008	
EdeNorte	232.39	19.39	688.51	0.0835	22.89	1.93	68.65	0.0845	255.28	21.33	757.16	0.0836	471.00	3.96	140.66	0.0084	72.68	0.60	21.15	0.0082	543.68	4.56	161.81	0.0084	482.00	1.51	53.75	0.0031	72.47	0.23	8.08	0.0031	554.47	1.74	0.0031	255.28	27.63	364.30	0.1082	
EdeEste	175.63	14.26	506.28	0.0812	65.86	5.35	189.86	0.0812	241.48	19.61	696.14	0.0812	505.00	2.78	98.77	0.0055	0.51	1.06	37.70	2.0826	505.51	3.84	136.48	0.0076	355.00	1.12	39.59	0.0031	135.55	0.43	15.11	0.0031	490.55	1.54	0.0031	241.48	24.99	289.95	0.1035	
Total	756.48	61.75	2,192.03	0.0816	56.03	4.61	163.50	0.0822	812.51	66.35	2,355.5	0.0817	1,501.00	11.16	396.30	0.0074	200.17	1.81	64.26	0.0090	1,701.17	12.97	460.57	0.0076	1,402.50	4.41	156.39	0.0031	227.52	0.71	25.37	0.0031	1,630.02	5.12	0.0031	812.51	84.45	1,038.63	0.1039	

En el renglon de Transacciones de Energia por contrato se utilizaron precios marginales de energia del Organismo Coordinador de acuerdo al costo Marginal Maximo en la Barra de retiro, por parte de las Distribuidoras.



UNIDAD DE ANALISIS DE DISTRIBUCION

Monomico de Compra de Energía, Potencia Y Derecho de Conexion por Contrato y Spot (MM US\$) Año 2009

Distribuidoras	Compra GWH	Transacciones por Contrato (MM US\$)			Transacciones Mercado Spot (MM US\$)			Total Transacciones			
		Energia	Potencia	Derecho Conexion	Energia	Potencia	Derecho Conexion	Compra GWH	Compra (MM US\$)	Monomico (US\$/kWh)	
Enero											
EdeSur	315.75	28.09	4.42	1.78		-2.68	0.15	0.06	315.75	31.82	0.10
EdeNorte	255.28	19.39	3.96	1.51		1.93	0.60	0.23	255.28	27.63	0.11
EdeEste	241.48	14.26	2.78	1.12		5.35	1.06	0.43	241.48	24.99	0.10
Total	812.51	61.75	11.16	4.41		4.61	1.81	0.71	812.51	84.45	0.10
Total 2009											
EdeSur	315.75	28.09	4.42	1.78		-2.68	0.15	0.06	315.75	31.82	0.10
EdeNorte	255.28	19.39	3.96	1.51		1.93	0.60	0.23	255.28	27.63	0.11
EdeEste	241.48	14.26	2.78	1.12		5.35	1.06	0.43	241.48	24.99	0.10
Total	812.51	61.75	11.16	4.41		4.61	1.81	0.71	812.51	84.45	0.10

En el renglon de Transacciones de Energia por contrato se utilizaron precios marginales de energia del Organismo Coordinador de acuerdo al costo Marginal Maximo en la Barra de retiro por parte de las Distribuidoras.



CORPORACION DOMINICANA DE EMPRESAS ELECTRICAS ESTATALES

Indicadores de Gestión Zonas No PRA Periodo Enero 2009 Ejecutado Vs. Proyectado

EdeNorte - Areas No-PRA		Ene-09
Energía No-PRA (GWh)		
Proyectado		242.63
Ejecutado		242.33
Diferencia		-0.30
Facturación No-PRA (GWh)		
Proyectado		173.70
Ejecutado		173.70
Diferencia		0.00
% Pérdidas		
Proyectado		28.41%
Ejecutado		28.32%
Diferencia		0.09 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		1,013.41
Ejecutado		981.40
Diferencia		-32.01
Cobrado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		916.93
Ejecutado		864.20
Diferencia		-52.73
Promedio de Cobro Diario		
% Cobro/Facturación		
Proyectado		90.48%
Ejecutado		88.06%
Diferencia		-2.42 %
Indice "CRI" - mensual		
Proyectado		63.89%
Ejecutado		63.12%
Diferencia		-0.78 %
Deficit Mensual (Millones dolares)		
Proyectado		-11.01
Ejecutado		-20.40
Diferencia		-9.39



CORPORACION DOMINICANA DE EMPRESAS ELECTRICAS ESTATALES

Indicadores de Gestión Zonas No PRA Periodo Enero 2009 Ejecutado Vs. Proyectado

EdeSur - Areas No-PRA		Ene-09
Energía No-PRA (GWh)		
Proyectado		267.19
Ejecutado		277.80
Diferencia		10.61
Facturación No-PRA (GWh)		
Proyectado		209.12
Ejecutado		200.96
Diferencia		-8.16
% Pérdidas		
Proyectado		21.73%
Ejecutado		27.66%
Diferencia		-5.93 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		1,220.07
Ejecutado		1,365.35
Diferencia		145.28
Cobrado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		1,197.20
Ejecutado		1,242.93
Diferencia		45.74
Promedio de Cobro Diario		
% Cobro/Facturación		
Proyectado		86.69%
Ejecutado		91.03%
Diferencia		4.34 %
Indice "CRI" - mensual		
Proyectado		67.85%
Ejecutado		65.85%
Diferencia		-2.00 %
Deficit Mensual (Millones dolares)		
Proyectado		-12.41
Ejecutado		-17.48
Diferencia		-5.07



CORPORACION DOMINICANA DE EMPRESAS ELECTRICAS ESTATALES

Indicadores de Gestión Zonas No PRA Periodo Enero 2009 Ejecutado Vs. Proyectado

EdeEste - Areas No-PRA		Ene-09
Energía No-PRA (GWh)		
Proyectado		199.82
Ejecutado		198.66
Diferencia		-1.16
Facturación No-PRA (GWh)		
Proyectado		135.54
Ejecutado		128.36
Diferencia		-7.18
% Pérdidas		
Proyectado		32.17%
Ejecutado		35.39%
Diferencia		-3.22 %
Facturado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		790.78
Ejecutado		766.07
Diferencia		-24.71
Cobrado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		831.74
Ejecutado		756.83
Diferencia		-74.91
Promedio de Cobro Diario		
% Cobro/Facturación		
Proyectado		100.25%
Ejecutado		98.79%
Diferencia		-1.46 %
Indice "CRI" - mensual		
Proyectado		68.00%
Ejecutado		63.84%
Diferencia		-4.17 %
Deficit Mensual (Millones dolares)		
Proyectado		-14.06
Ejecutado		-26.62
Diferencia		-12.56



CORPORACION DOMINICANA DE EMPRESAS ELECTRICAS ESTATALES

Indicadores de Gestión Zonas No PRA Periodo Enero 2009 Ejecutado Vs. Proyectado

Total EDES - Areas No-PRA		Ene-09
Energía No-PRA (GWh)		
Proyectado		720.24
Ejecutado		718.79
Diferencia		-1.46
Facturación No-PRA (GWh)		
Proyectado		518.36
Ejecutado		503.02
Diferencia		-15.34
% Pérdidas		
Proyectado		27.44%
Ejecutado		30.02%
Diferencia		-2.58%
Facturado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		3,024.26
Ejecutado		3,112.82
Diferencia		88.56
Cobrado No-PRA (millones RD\$)		
Proyectado		2,945.86
Ejecutado		2,863.96
Diferencia		-81.90
Promedio de Cobro Diario		126.81
% Cobro/Facturación		
Proyectado		92.47%
Ejecutado		92.01%
Diferencia		-0.47%
Indice "CRI" - mensual		
Proyectado		67.10%
Ejecutado		64.39%
Diferencia		-2.72%
Deficit Mensual (Millones dolares)		
Proyectado		-37.48
Ejecutado		-64.50
Diferencia		-27.02

Anexo 10

Superávit o Déficit Total

Enero 2009



Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico

Déficit Total Empresas Distribuidoras
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos								
Cobro por venta de Energía No PRA	82.98	82.98	74.08	74.08	(8.90)	-10.73 %	(8.90)	-10.73 %
Cobro por Gestión de Energía PRA (25%)	1.63	1.63	1.34	1.34	(0.29)	-17.88 %	(0.29)	-17.88 %
Ingresos Financieros	0.38	0.38	0.05	0.05	(0.33)	-87.13 %	(0.33)	-87.13 %
Cobro por servicios de Energía	0.22	0.22	0.00	0.00	(0.22)	-100.00 %	(0.22)	-100.00 %
Compensaciones	0.35	0.35	0.78	0.78	0.43	124.21 %	0.43	124.21 %
Otros	0.48	0.48	0.04	0.04	(0.44)	-90.99 %	(0.44)	-90.99 %
Sub-Total	86.04	86.04	76.30	76.30	(9.75)	-11.33 %	(9.75)	-11.33 %
Egresos								
Gastos Operativos	16.06	16.06	19.40	19.40	3.34	20.80 %	3.34	20.80 %
Compra de Energía	94.23	94.23	107.23	107.23	13.00	13.80 %	13.00	13.80 %
Intereses por Atraso	0.24	0.24	1.13	1.13	0.89	371.22 %	0.89	371.22 %
Inversiones	8.34	8.34	9.24	9.24	0.90	10.84 %	0.90	10.84 %
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.50	0.50	0.00	0.00	(0.50)	-100.00 %	(0.50)	-100.00 %
Egresos Financieros	0.17	0.17	1.02	1.02	0.85	497.73 %	0.85	497.73 %
Pago Acuerdo Palamara	1.19	1.19	0.00	0.00	(1.19)	-100.00 %	(1.19)	-100.00 %
Compensaciones	0.35	0.35	0.78	0.78	0.43	124.25 %	0.43	124.25 %
Otros	2.43	2.43	2.00	2.00	(0.43)	-17.83 %	(0.43)	-17.83 %
Sub-Total	123.52	123.52	140.81	140.81	17.29	14.00 %	17.29	14.00 %
Superavit (Déficit) Operativo	(37.47)	(37.47)	(64.51)	(64.51)	(27.04)	72.16 %	(27.04)	72.16 %
Financiamiento:								
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	20.91	20.91	40.00	40.00	19.09	91.30 %	19.09	91.30 %
Aportes del Gobierno para Inversiones	8.34	8.34	13.46	13.46	5.12	61.33 %	5.12	61.33 %
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Aportes Adicionales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con recursos Propios del 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con Aportes recibidos en el 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso Linea de Credito y/o Prestamos	0.00	0.00	2.47	2.47	2.47	100.00 %	2.47	100.00 %
Egreso Linea de Credito y/o Prestamos	0.00	0.00	(0.01)	(0.01)	(0.01)	100.00 %	(0.01)	100.00 %
Ingreso por Cancelación de Certificado Financiero	0.00	0.00	1.32	1.32	1.32	100.00 %	1.32	100.00 %
Egreso por Apertura de Certificado Financiero	0.00	0.00	(1.93)	(1.93)	(1.93)	100.00 %	(1.93)	100.00 %
Ingresos por Compensacion del FET	0.00	0.00	3.20	3.20	3.20	100.00 %	3.20	100.00 %
Egresos por Compensacion del FET	0.00	0.00	(3.20)	(3.20)	(3.20)	100.00 %	(3.20)	100.00 %
Sub-Total	29.25	29.25	55.31	55.31	26.06	89.08 %	26.06	89.08 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(8.22)	(8.22)	(9.21)	(9.21)	(0.98)	11.94 %	(0.98)	11.94 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

(1.78) -4.79 %

Déficit Empresa Distribuidora del Norte (EdeNorte)
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos								
Cobro por venta de Energía No PRA	25.83	25.83	21.87	21.87	(3.96)	-15.32 %	(3.96)	-15.32 %
Cobro por Gestión de Energía PRA (25%)	0.30	0.30	0.30	0.30	(0.00)	-0.90 %	(0.00)	-0.90 %
Ingresos Financieros	0.33	0.33	0.00	0.00	(0.33)	-100.00 %	(0.33)	-100.00 %
Cobro por servicios de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Compensaciones	0.00	0.00	0.64	0.64	0.64	100.00 %	0.64	100.00 %
Otros	0.42	0.42	0.00	0.00	(0.42)	-100.00 %	(0.42)	-100.00 %
Sub-Total	26.88	26.88	22.81	22.81	(4.07)	-15.15 %	(4.07)	-15.15 %
Egresos								
Gastos Operativos	5.13	5.13	5.75	5.75	0.62	12.11 %	0.62	12.11 %
Compra de Energía	28.22	28.22	31.04	31.04	2.82	9.99 %	2.82	9.99 %
Intereses por Atraso	0.10	0.10	0.00	0.00	(0.10)	-100.00 %	(0.10)	-100.00 %
Inversiones	2.78	2.78	4.50	4.50	1.72	61.71 %	1.72	61.71 %
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.14	0.14	0.00	0.00	(0.14)	-100.00 %	(0.14)	-100.00 %
Egresos Financieros	0.10	0.10	0.93	0.93	0.83	826.23 %	0.83	826.23 %
Pago Acuerdo Palamara	0.60	0.60	0.00	0.00	(0.60)	-100.00 %	(0.60)	-100.00 %
Compensaciones	0.00	0.00	0.64	0.64	0.64	100.00 %	0.64	100.00 %
Otros	0.82	0.82	0.36	0.36	(0.46)	-55.94 %	(0.46)	-55.94 %
Sub-Total	37.89	37.89	43.21	43.21	5.32	14.04 %	5.32	14.04 %
Superavit (Déficit) Operativo	(11.01)	(11.01)	(20.40)	(20.40)	(9.39)	85.31 %	(9.39)	85.31 %
Financiamiento:								
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	6.72	6.72	16.07	16.07	9.35	139.24 %	9.35	139.24 %
Aportes del Gobierno para Inversiones	2.78	2.78	6.73	6.73	3.95	142.00 %	3.95	142.00 %
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Aportes Adicionales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con recursos Propios del 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con Aportes recibidos en el 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso Linea de Credito y/o Prestamos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso Linea de Credito y/o Prestamos	0.00	0.00	(0.01)	(0.01)	(0.01)	100.00 %	(0.01)	100.00 %
Ingreso por Cancelación de Certificado Financiero	0.00	0.00	1.32	1.32	1.32	100.00 %	1.32	100.00 %
Egreso por Apertura de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos por Compensacion del FET	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Compensacion del FET	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Sub-Total	9.50	9.50	24.11	24.11	14.61	153.88 %	14.61	153.88 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(1.51)	(1.51)	3.71	3.71	5.22	-344.96 %	5.22	-344.96 %

Tipo de Cambio (US\$/RDS) de referencia

37.15

35.3693

(1.78) -4.79 %

Déficit Empresa Distribuidora del Sur (EdeSur)

Enero 2009

(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos								
Cobro por venta de Energía No PRA	33.72	33.72	31.04	31.04	(2.68)	-7.95 %	(2.68)	-7.95 %
Cobro por Gestión de Energía PRA (25%)	0.57	0.57	0.43	0.43	(0.14)	-24.75 %	(0.14)	-24.75 %
Ingresos Financieros	0.05	0.05	0.05	0.05	(0.00)	-2.18 %	(0.00)	-2.18 %
Cobro por servicios de Energía	0.22	0.22	0.00	0.00	(0.22)	-100.00 %	(0.22)	-100.00 %
Compensaciones	0.35	0.35	0.15	0.15	(0.20)	-57.35 %	(0.20)	-57.35 %
Otros	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	100.00 %	0.01	100.00 %
Sub-Total	34.91	34.91	31.68	31.68	(3.24)	-9.28 %	(3.24)	-9.28 %
Egresos								
Gastos Operativos	5.83	5.83	7.87	7.87	2.04	35.02 %	2.04	35.02 %
Compra de Energía	36.46	36.46	38.34	38.34	1.88	5.16 %	1.88	5.16 %
Intereses por Atraso	0.14	0.14	0.00	0.00	(0.14)	-100.00 %	(0.14)	-100.00 %
Inversiones	2.78	2.78	1.44	1.44	(1.34)	-48.16 %	(1.34)	-48.16 %
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos Financieros	0.01	0.01	0.00	0.00	(0.01)	-85.86 %	(0.01)	-85.86 %
Pago Acuerdo Palamara	0.59	0.59	0.00	0.00	(0.59)	-100.00 %	(0.59)	-100.00 %
Compensaciones	0.35	0.35	0.15	0.15	(0.20)	-57.35 %	(0.20)	-57.35 %
Otros	1.15	1.15	1.36	1.36	0.20	17.60 %	0.20	17.60 %
Sub-Total	47.32	47.32	49.16	49.16	1.84	3.90 %	1.84	3.90 %
Superavit (Déficit) Operativo	(12.40)	(12.40)	(17.48)	(17.48)	(5.08)	40.97 %	(5.08)	40.97 %
Financiamiento:								
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	4.25	4.25	15.38	15.38	11.13	261.78 %	11.13	261.78 %
Aportes del Gobierno para Inversiones	2.78	2.78	6.73	6.73	3.95	142.00 %	3.95	142.00 %
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Aportes Adicionales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con recursos Propios del 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con Aportes recibidos en el 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso Línea de Crédito y/o Prestamos	0.00	0.00	2.47	2.47	2.47	100.00 %	2.47	100.00 %
Egreso Línea de Crédito y/o Prestamos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso por Cancelación de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso por Apertura de Certificado Financiero	0.00	0.00	(1.93)	(1.93)	(1.93)	100.00 %	(1.93)	100.00 %
Ingresos por Compensación del FET	0.00	0.00	3.20	3.20	3.20	100.00 %	3.20	100.00 %
Egresos por Compensación del FET	0.00	0.00	(3.20)	(3.20)	(3.20)	100.00 %	(3.20)	100.00 %
Sub-Total	7.03	7.03	22.64	22.64	15.61	222.06 %	15.61	222.06 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(5.37)	(5.37)	5.16	5.16	10.53	-195.95 %	10.53	-195.95 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

(1.78) -4.79 %

Déficit Empresa Distribuidora del Este (EdeEste)
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

0.00

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos								
Cobro por venta de Energía No PRA	23.43	23.43	21.16	21.16	(2.27)	-9.68 %	(2.27)	-9.68 %
Cobro por Gestión de Energía PRA (25%)	0.76	0.76	0.61	0.61	(0.15)	-19.40 %	(0.15)	-19.40 %
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Cobro por servicios de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Otros	0.06	0.06	0.04	0.04	(0.02)	-37.80 %	(0.02)	-37.80 %
Sub-Total	24.25	24.25	21.81	21.81	(2.44)	-10.05 %	(2.44)	-10.05 %
Egresos								
Gastos Operativos	5.10	5.10	5.78	5.78	0.68	13.30 %	0.68	13.30 %
Compra de Energía	29.55	29.55	37.85	37.85	8.30	28.09 %	8.30	28.09 %
Intereses por Atraso	0.00	0.00	1.13	1.13	1.13	100.00 %	1.13	100.00 %
Inversiones	2.78	2.78	3.31	3.31	0.53	18.99 %	0.53	18.99 %
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.36	0.36	0.00	0.00	(0.36)	-100.00 %	(0.36)	-100.00 %
Egresos Financieros	0.06	0.06	0.09	0.09	0.03	47.49 %	0.03	47.49 %
Pago Acuerdo Palamara	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Otros	0.46	0.46	0.28	0.28	(0.18)	-38.84 %	(0.18)	-38.84 %
Sub-Total	38.31	38.31	48.44	48.44	10.13	26.43 %	10.13	26.43 %
Superavit (Déficit) Operativo	(14.06)	(14.06)	(26.62)	(26.62)	(12.56)	89.36 %	(12.56)	89.36 %
Financiamiento:								
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	9.94	9.94	8.56	8.56	(1.38)	-13.91 %	(1.38)	-13.91 %
Aportes del Gobierno para Inversiones	2.78	2.78	0.00	0.00	(2.78)	-100.00 %	(2.78)	-100.00 %
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Aportes Adicionales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con recursos Propios del 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago de Facturación del 2007 con Aportes recibidos en el 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso Linea de Credito y/o Prestamos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso Linea de Credito y/o Prestamos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso por Cancelación de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso por Apertura de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos por Compensacion del FET	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Compensacion del FET	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Sub-Total	12.72	12.72	8.56	8.56	(4.16)	-32.73 %	(4.16)	-32.73 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(1.34)	(1.34)	(18.07)	(18.07)	(16.73)	1248.34 %	(16.73)	1248.34 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

(1.78) -4.79 %

Superávit o Déficit Total CDEEE
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos:								
Venta de Energía y Potencia	15.78	15.78	24.04	24.04	8.26	52.37 %	8.26	52.37 %
Ingresos 48% PRA	1.00	1.00	0.00	0.00	(1.00)	-100.00 %	(1.00)	-100.00 %
Por Peaje y Derecho de Conexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Renegociación de Contrato Palamara-La Vega (Cesión d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Por Compensación Peaje (Palamara)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Préstamo por Cuenta Palamara	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Para Compensación Peaje	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Aportes Empresa de HIDROELECTRICA	7.70	7.70	0.00	0.00	(7.70)	-100.00 %	(7.70)	-100.00 %
Aportes Empresa de TRANSMISION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00 %	0.00	100.00 %
Combustible para Planta	1.45	1.45						
Otros	0.79	0.79	0.01	0.01	(0.77)	-98.20 %	(0.77)	-98.20 %
Sub-Total	26.71	26.71	24.05	24.05	(2.66)	-9.95 %	(2.66)	-9.95 %
Egresos:								
Gastos Operativos	5.62	5.62	7.52	7.52	1.90	33.75 %	1.90	33.75 %
Compra de Energía	29.02	29.02	22.36	22.36	(6.66)	-22.95 %	(6.66)	-22.95 %
Egresos Financieros Corrientes	1.59	1.59	0.85	0.85	(0.73)	-46.21 %	(0.73)	-46.21 %
Intereses, Comisiones y Cuotas (S.F. y/o Cogentrix)			1.26	1.26	1.26	100.00 %	1.26	100.00 %
Pago deuda a través de peaje	1.75	1.75	0.00	0.00	(1.75)	-100.00 %	(1.75)	-100.00 %
Egresos por Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Transferencias	0.10	0.10	0.00	0.00	(0.10)	-100.00 %	(0.10)	-100.00 %
Egresos Línea de Crédito Banreservas (Palamara)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago a San Felipe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pagos a los Toros	0.84	0.84	0.00	0.00	(0.84)	-100.00 %	(0.84)	-100.00 %
Servicios Legales y Demandas	0.38	0.38						
Pagos Préstamo Pinalito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Terrenos de Plantas a Carbón	0.24	0.24	0.00	0.00	(0.24)	-100.00 %	(0.24)	-100.00 %
Inversiones UERS-P.R.A.	2.89	2.89						
Pago Energycorp	0.62	0.62						
Combustible para Planta	0.83	0.83						
Otros	0.09	0.09	1.39	1.39	1.30	1435.81 %	1.30	1435.81 %
Sub-Total	43.96	43.96	33.39	33.39	(10.57)	-24.05 %	(10.57)	(0.24)
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(17.25)	(17.25)	(9.33)	(9.33)	7.92	-45.90 %	7.92	(0.46)
Financiamiento:								
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	24.64	24.64	0.08	0.08	(24.56)	-99.66 %	(24.56)	-99.66 %
Aporte Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Crédito Externo para Inversiones	0.00	0.00	45.19	45.19	45.19	100.00 %	45.19	100.00 %
Inversiones con recursos externos	0.00	0.00	(45.19)	(45.19)	(45.19)	100.00 %	(45.19)	100.00 %
Pago de Facturación del 2007 con recursos Propios del	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso Línea de Crédito y Amortización Préstamo	0.00	0.00	4.03	4.03	4.03	100.00 %	4.03	100.00 %
Egreso Línea de Crédito y Amortización Préstamo	0.00	0.00	(4.04)	(4.04)	(4.04)	100.00 %	(4.04)	100.00 %
Ingresos Cancelación Certificados Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso por Apertura de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Compensación Cobro de Factura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Suministro de Combustible			(0.14)	(0.14)				
Sub-Total	24.64	24.64	(0.08)	(0.08)	(24.72)	-100.31 %	(24.72)	-100.31 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	7.39	7.39	(9.41)	(9.41)	(16.80)	-227.30 %	(16.80)	-227.30 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

(0.02)

Superávit o Deficit Total de la UERS
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos:								
Cobros de Energia Servidas en Barrios PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Transferencias de la CDEEE a la UERS	1.06	1.06	1.13	1.13	0.07	6.59 %	0.07	6.59 %
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos por Transferencias (Servicios de Nominas y Demas)	5.21	5.21	0.00	0.00	(5.21)	-100.00 %	(5.21)	-100.00 %
ÈL FONPER (20%)	0.00	0.00	0.57	0.57	0.57	100.00 %	0.57	100.00 %
Cobros deuda Edes año 2008	0.61	0.61	0.00	0.00	(0.61)	-100.00 %	(0.61)	-100.00 %
Otros	0.02	0.02	0.01	0.01	(0.02)	-76.11 %	(0.02)	-76.11 %
Sub-Total	6.91	6.91	1.70	1.70	(5.21)	-75.36 %	(5.21)	-75.36 %
Egresos:								
Gastos Operativos	0.92	0.92	0.49	0.49	(0.43)	-46.91 %	(0.43)	-46.91 %
Inversiones con Recursos Propios	5.31	5.31	0.23	0.23	(5.08)	-95.69 %	(5.08)	-95.69 %
Egresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	(0.00)	-69.71 %	(0.00)	-69.71 %
Egresos por Transferencias	0.07	0.07	0.00	0.00	(0.07)	-93.64 %	(0.07)	-93.64 %
Otros	0.07	0.07	0.37	0.37	0.30	446.74 %	0.30	446.74 %
Sub-Total	6.37	6.37	1.09	1.09	(5.27)	-82.85 %	(5.27)	(0.83)
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	0.54	0.54	0.61	0.61	0.07	12.68 %	0.07	0.13
Financiamiento:								
Ingresos Crédito Externo para Inversiones	0.54	0.54	0.00	0.00	(0.54)	-100.00 %	(0.54)	-100.00 %
Egreso Crédito Externo para Inversiones	(0.54)	(0.54)	0.00	0.00	0.54	-100.00 %	0.54	-100.00 %
Ingresos Cancelacion Certificados Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso por Apertura de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Sub-Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	0.54	0.54	0.61	0.61	0.07	12.68 %	0.07	12.68 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

Superávit o Deficit Total del PRA
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos:								
Cobros de Energia Servidas en Barrios PRA	1.00	1.00	0.20	0.20	(0.80)	-79.97 %	(0.80)	-79.97 %
Transferencias de la CDEEE a la UERS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00 %	0.00	100.00 %
Ingresos por Transferencias (Servicios de Nominas y Demas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
ÈL FONPER (20%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Cobros deuda Edes año 2007	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Sub-Total	1.00	1.00	0.20	0.20	(0.79)	-79.61 %	(0.79)	-79.61 %
Egresos:								
Gastos Operativos	1.16	1.16	0.34	0.34	(0.82)	-70.60 %	(0.82)	-70.60 %
Inversiones con Recursos Propios	0.68	0.68	0.00	0.00	(0.68)	-100.00 %	(0.68)	-100.00 %
Egresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00 %	0.00	100.00 %
Egresos por Transferencias	0.01	0.01	0.00	0.00	(0.01)	-100.00 %	(0.01)	-100.00 %
Otros	0.30	0.30	0.00	0.00	(0.30)	-100.00 %	(0.30)	-100.00 %
Sub-Total	2.16	2.16	0.34	0.34	(1.81)	-84.15 %	(1.81)	(0.84)
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(1.16)	(1.16)	(0.14)	(0.14)	1.02	-88.07 %	1.02	(0.88)
Financiamiento:								
Ingresos Crédito Externo para Inversiones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso Crédito Externo para Inversiones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Cancelacion Certificados Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso por Apertura de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Sub-Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(1.16)	(1.16)	(0.14)	(0.14)	1.02	-88.07 %	1.02	-88.07 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

Superávit o Déficit Total CDEEE CONSOLIDADO

Enero 2009

(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos:								
Venta de Energía y Potencia	15.78	15.78	24.04	24.04	8.26	52.37 %	8.26	52.37 %
Ingresos 48% PRA	1.00	1.00	0.00	0.00	(1.00)	-100.00 %	(1.00)	-100.00 %
Por Peaje y Derecho de Conexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Renegociación de Contrato Palamara-La Vega (Cesión de Crédito)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Por Compensación Peaje (Palamara)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Préstamo por Cuenta Palamara	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Para Compensación Peaje	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Aportes Empresa de HIDROELECTRICA	7.70	7.70	0.00	0.00	(7.70)	-100.00 %	(7.70)	-100.00 %
Aportes Empresa de TRANSMISION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00 %	0.00	100.00 %
Combustible para Planta	1.45	1.45	0.00	0.00	(1.45)	-100.00 %	(1.45)	-100.00 %
Ingresos de la UERS	0.00	0.00	1.70	1.70	1.70	100.00 %	1.70	100.00 %
Ingresos del PRA			0.20	0.20				
Otros	0.79	0.79	0.00	0.00	(0.79)	-99.95 %	(0.79)	-99.95 %
Sub-Total	26.71	26.71	25.94	25.94	(0.77)	-2.87 %	(0.77)	-2.87 %
Egresos:								
Gastos Operativos	5.62	5.62	7.52	7.52	1.90	33.75 %	1.90	33.75 %
Compra de Energía	29.02	29.02	22.36	22.36	(6.66)	-22.95 %	(6.66)	-22.95 %
Inversiones con Recursos Propios		0.00		0.00				
Egresos Financieros	1.59	1.59	0.85	0.85	(0.73)	-46.21 %	(0.73)	-46.21 %
Intereses, Comisiones y Cuotas (S.F. y/o Cogentrix)		0.00		1.26				
Pago deuda a través de peaje	1.75	1.75	0.00	0.00	(1.75)	-100.00 %	(1.75)	-100.00 %
Egresos por Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Transferencias	0.10	0.10	0.00	0.00	(0.10)	-100.00 %	(0.10)	-100.00 %
Egresos Línea de Crédito Banreservas (Palamara)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pago a San Felipe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Pagos a los Toros	0.84	0.84	0.00	0.00	(0.84)	-100.00 %	(0.84)	-100.00 %
Pagos Préstamo Pinalito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Terrenos de Plantas a Carbón	0.24	0.24	0.00	0.00	(0.24)	-100.00 %	(0.24)	-100.00 %
Gastos de la UERS	6.37	6.37	1.09	1.09	(5.27)	-82.85 %	(5.27)	-82.85 %
Gastos del PRA			0.34	0.34				
Otros	0.09	0.09	1.39	1.39	1.30	1435.81 %	1.30	1435.81 %
Sub-Total	45.62	45.62	34.82	34.82	(10.80)	-23.68 %	(10.80)	(0.24)
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(18.91)	(18.91)	(8.87)	(8.87)	10.03	-53.07 %	10.03	(0.53)
Financiamiento:								
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	24.64	24.64	0.08	0.08	(24.56)	-99.66 %	(24.56)	-99.66 %
Aporte Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Crédito Externo para Inversiones	0.00	0.00	45.19	45.19	45.19	100.00 %	45.19	100.00 %
Inversiones con recursos externos	0.00	0.00	(45.19)	(45.19)	(45.19)	100.00 %	(45.19)	100.00 %
Pago de Facturación del 2007 con recursos Propios del 2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingreso Línea de Crédito y Amortización Préstamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso Línea de Crédito y Amortización Préstamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Cancelación Certificados Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egreso por Cancelación de Certificado Financiero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Compensación Cobro de Factura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Crédito Externo para Inversiones de la UERS-PRA	0.54	0.54	0.00	0.00	(0.54)	-100.00 %	(0.54)	-100.00 %
Inversiones con recursos externos de la UERS-PRA	(0.54)	(0.54)	0.00	0.00	0.54	-100.00 %	0.54	-100.00 %
Suministro de Combustible			(0.14)	(0.14)				
Sub-Total	24.64	24.64	(0.06)	(0.06)	(24.70)	-100.24 %	(24.70)	-100.24 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	5.73	5.73	(8.93)	(8.93)	(14.66)	-255.87 %	(14.66)	-255.87 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

Superávit Total EGEHID
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos:								
Venta de Energía y Potencia Hidroeléctrica	14.45	14.45	3.97	3.97	(10.47)	-72.51 %	(10.47)	-72.51 %
Por Transferencias	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00 %	0.00	100.00 %
Sub-Total	14.45	14.45	3.97	3.97	(10.47)	-72.50 %	(10.47)	-72.50 %
Egresos:								
Gastos Operativos	1.64	1.64	1.47	1.47	(0.17)	-10.38 %	(0.17)	-10.38 %
Inversiones con Recursos Propios	1.30	1.30	0.00	0.00	(1.30)	-100.00 %	(1.30)	-100.00 %
Activos no Financieros	4.47	4.47	0.17	0.17	(4.30)	-96.22 %		
Egresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Transferencias	0.10	0.10	0.12	0.12	0.01	13.99 %	0.01	13.99 %
Otros	0.71	0.71	0.55	0.55	(0.16)	-22.84 %	(0.16)	-22.84 %
Sub-Total	8.23	8.23	2.30	2.30	(5.92)	-72.00 %	(5.92)	(0.72)
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	6.22	6.22	1.67	1.67	(4.55)	-73.16 %	(4.55)	(0.73)
Financiamiento:								
Ingresos Crédito Externo para Inversiones	7.58	7.58	50.34	50.34	42.76	564.43 %	42.76	564.43 %
Egreso Crédito Externo para Inversiones	(7.58)	(7.58)	(50.34)	(50.34)	(42.76)	564.43 %	(42.76)	564.43 %
Aporte a CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Cancelación de Certificados Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Apertura de Certificados Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Sub-Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	6.22	6.22	1.67	1.67	(4.55)	-73.16 %	(4.55)	-73.16 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693

Superávit Total ETED
Enero 2009
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	Programado		Ejecutado		Variación del Mes		Variación Acumulada	
	Enero	Acumulado	Enero	Acumulado	Absoluta	Porcentual	Absoluta	Porcentual
Ingresos:								
Cobro Directo de Peaje	3.73	3.73	1.97	1.97	(1.76)	-47.15 %	(1.76)	-47.15 %
Compensación de Peaje Pignorado	2.15	2.15	0.00	0.00	(2.15)	-100.00 %	(2.15)	-100.00 %
Por Transferencias	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Otros	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	100.00 %	0.02	100.00 %
Sub-Total	5.87	5.87	1.99	1.99	(3.89)	-66.18 %	(3.89)	-66.18 %
Egresos:								
Gastos Operativos	1.82	1.82	1.35	1.35	(0.47)	-25.74 %	(0.47)	-25.74 %
Inversiones con Recursos Propios	2.79	2.79	0.00	0.00	(2.79)	-100.00 %	(2.79)	-100.00 %
Activos no Financieros	1.05	1.05	0.00	0.00	(1.05)	-100.00 %	(1.05)	-100.00 %
Transferencias Corrientes	0.10	0.10	0.00	0.00	(0.10)	-100.00 %		
Egresos por Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Egresos por Transferencias	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	100.00 %	0.01	100.00 %
Egresos Línea de Crédito Banreservas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %		
Otros	0.12	0.12	0.49	0.49	0.37	303.81 %	0.37	303.81 %
Sub-Total	5.87	5.87	1.84	1.84	(4.03)	-68.59 %	(4.03)	(0.69)
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(0.00)	(0.00)	0.14	0.14	0.14	-25383.46 %	0.14	(253.83)
Financiamiento:								
Ingresos Crédito Externo para Inversiones	4.58	4.58	2.37	2.37	(2.22)	-48.35 %	(2.22)	-48.35 %
Egresos Crédito Externo para Inversiones	(4.58)	(4.58)	(2.37)	(2.37)	2.22	-48.35 %	2.22	-48.35 %
Aporte a CDEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Aporte a la CDEEE (En Calidad de Préstamo)								
Sub-Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 %	0.00	0.00 %
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(0.00)	(0.00)	0.14	0.14	0.14	-25383.46 %	0.14	-25383.46 %

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia

37.1500

35.3693



Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales

Unidad de Análisis Financiero Administrativo

Transferencias del Gobierno Central al Sector Eléctrico

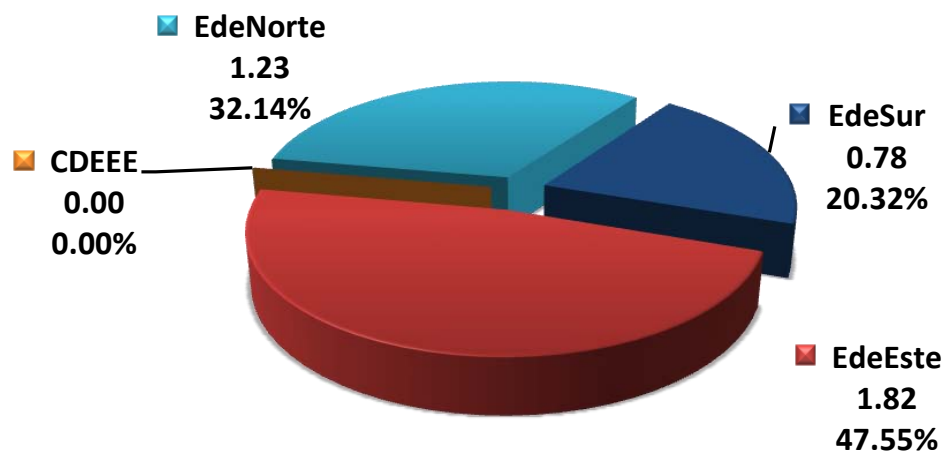
Enero 2009

Valores en millones de dólares

Concepto	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Subtotal	CDEEE	Total
Déficit de Caja	1.23	0.78	1.82	3.84	0.00	3.84
PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversiones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	1.23	0.78	1.82	3.84	0.00	3.84

Transferencias del Gobierno Central

Valores en millones de dólares





Dirección Ejecutiva del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico