US$ 50,000,000.00

VALORES COMERCIALES NEGOCIABLES
HASTA LA SUMA DE CINCUENTA MILLONES DE DOLARES

EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (el "**Emisor**") es una sociedad anónima constituida con arreglo a las leyes de la República de Panamá ("**Panamá**"), mediante la Escritura Pública número 142 del 19 de enero de 1998, otorgada por la Notaría Segunda del Circuito de Panamá e inscrita a la Ficha 340436, Rollo 57983, Imagen 2 de la Sección d Micropelículas (Mercantil) del Registro Público de Panamá.

El Emisor se propone registrar ante la Comisión Nacional de Valores de Panamá ("CNV"), y listar para negociación en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. ("BVP") un programa de valores comerciales negociables (en adelante los "VCN's") hasta por la suma de CINCUENTA MILLONES DE DOLARES (US$50,000,000.00), moneda de curso legal de los Estados Unidos de América, en distintas Series. El Emisor determinará la tasa de interés al momento de la emisión de la serie y la misma puede ser fija o variable. La tasa de interés fija será fijada al momento de la emisión de la correspondiente serie. La tasa de interés variable de los Valores Comerciales Negociables se determinará de acuerdo a la tasa LIBOR (London Interbank Market) a 3 meses más un margen que determinará el Emisor sobre su valor nominal. La tasa LIBOR es la tasa de referencia mayormente utilizada para cotizaciones de tasas de interés a corto plazo. La tasa de interés de los Valores Comerciales Negociables se revisará trimestralmente, hasta la fecha de vencimiento de los Valores Comerciales Negociables. **Cada vez que el Emisor decida emitir una serie, incorporará al Prospecto Informativo dicha información a manera de Adenda informando a la Comisión Nacional de Valores con tres (3) días hábiles de anticipación, el día en que se emitirá la nueva serie**. El emisor no garantiza que se mantenga el tratamiento fiscal actual, por lo que los inversionistas deberán estar anuentes que de darse algún cambio en el tratamiento fiscal dichos cambios serán deducidos de la tasa de interés fijada en la presente emisión

Los intereses devengados por los Valores Comerciales Negociables serán pagados al Tenedor Registrado de forma trimestral o en la Fecha de Vencimiento de los VCNs, según lo determine el Emisor para cada serie, en dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América. Cada serie tendrá el mismo día de pago (cada uno, un "Día de Pago de Interés") que podrá coincidir con cualquier otro o con todos los demás días de pago de las demás series. El período que comienza en la Fecha de Emisión y termina en el Día de Pago de Intereses inmediatamente siguiente a la Fecha de Emisión y así sucesivamente hasta la Fecha de Vencimiento se identificará como "Período de Interés".

Si la Fecha de Vencimiento o un Día de Pago de Interés cayera en una fecha que no sea día hábil, la Fecha de Vencimiento o el Día de Pago de Interés deberá extenderse hasta el primer día hábil inmediatamente siguiente, pero sin extenderse el Período de Interés para los efectos del cómputo de los intereses para ese período y ni para el Período de Interés subsiguiente. El término "día hábil" significará todo día que no sea sábado, domingo, día nacional o feriado y en el que los bancos de licencia general estén abiertos para atender al público en la Ciudad de Panamá

Los VCN's serán emitidos en denominaciones o múltiplos de MIL DOLARES (US$1,000.00). Los VCN's podrán ser emitidos en forma global (macro títulos), de forma registrada y sin cupones. El capital de los VCN's se efectuará en la fecha de vencimiento de la Serie ("Fecha de Vencimiento"). Los intereses serán pagados en dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América, a través del Agente de Pago y Transferencia trimestralmente o en la fecha de vencimiento del VCN, según lo determine el emisor para cada serie.

Invertir en los VCN's conlleva riesgos significativos. Véase "Factores de Riesgo" iniciando en la Página 4 del presente Prospecto Informativo de Colocación.

	Precio al Público*	Gastos de la Emisión**	Cantidad Neta al Emisor

Por unidad	$	1,000.00	$	2.50	$	997.50
Total	$	50,000,000.00	$	125,000.00	$	49,875,000.00

* Precio sujeto a cambios

**Incluye 0.25% de comisión de corretaje. El Emisor se reserva el derecho de aumentar el monto de la comisión a pagar por la distribución de los valores. (la comisión de corretaje de valores será sobre el monto total de los Bonos colocados).

EL LISTADO Y NEGOCIACIÓN DE ESTOS VALORES HA SIDO AUTORIZADA POR LA BOLSA DE VALORES DE PANAMÁ, S.A. ESTA AUTORIZACIÓN NO IMPLICA SU RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ALGUNA SOBRE DICHOS VALORES O EL EMISOR.

ESTA OFERTA PÚBLICA DE VALORES COMERCIALES NEGOCIABLES HA SIDO AUTORIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES. ESTA AUTORIZACIÓN NO IMPLICA QUE DICHA COMISIÓN RECOMIENDA LA INVERSIÓN EN TALES VALORES NI REPRESENTA UNA OPINIÓN FAVORABLE O DESFAVORABLE SOBRE LA VISIÓN DEL NEGOCIO. LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES NO SERÁ RESPONSABLE DE LA VERACIDAD DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN ESTE PROSPECTO DE LA OFERTA NI DE LAS DECLARACIONES CONTENIDAS EN LA SOLICITUD DE REGISTRO PRESENTADA A LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES DE PANAMÁ.

Fecha de Oferta: 7 de mayo de 2010 Fecha de Impresión: 30 de abril de 2010

INDICE

I. RESUMEN Y CONDICIONES DE LA EMISIÓN 1

II. FACTORES DE RIESGO 5

A. De la Oferta 5
B. Del Emisor 6
C. Del Entorno 6
D. De la Industria 6

III. DESCRIPCIÓN DE LA OFERTA 7

A. Detalles de la Oferta 7
B. Plan de Distribución de los VCN 19

C. Mercados 19
D. Gastos de la Emisión 20
E. Uso de los Fondos Recaudados 20
F. Impacto de la Emisión 21
G. Garantías 22

IV. INFORMACIÓN DEL EMISOR 22

A. Historia y Desarrollo. 22
B. Capital Accionario 27
C. Pacto Social y Estatutos 28
D. Descripción del Negocio 28
E. Descripción de la Industria 31
F. Litigios Legales 49
G. Sanciones Administrativas 52
H. Mobiliario, Equipo y Mejoras 52
I. Estructura Organizacional 53
J. Información sobre Tendencias 56

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS 56

A. Liquidez 57
B. Recursos de Capital 58
C. Resultado de Operaciones 59
D. Análisis de Perspectivas 60

VI. DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS 61

A. Directores, Dignatarios, Ejecutivos y Administradores 61
B. Principales Ejecutivos 64

C. Empleados de Importancia y Asesores 66
D. Asesores Legales 67

E. Auditores 67

F. Designación en base a arreglos o entendimientos 68
G. Compensación 68

H. Prácticas de la Directiva 69

I. Empleados 70
J. Gobierno Corporativo 70
K. Propiedad Accionaria 70

VII. PARTES RELACIONADAS, VÍNCULOS Y AFILIACIONES 71
A. Partes Relacionadas 71
B. Negocios o Contratos con Partes Relacionadas 71
C. Intereses de Expertos y Asesores 71
VIII. TRATAMIENTO FISCAL 72

IX. EMISIONES EN CIRCULACIÓN 73
X. LEY APLICABLE 73

XI. MODIFICACIONES Y CAMBIOS 73
XII. INFORMACIÓN ADICIONAL 74
XIII. ANEXOS 75
A. Estados Financieros Auditados cierre fiscal 2009, 2008 y 2007
B. Calificación de Riesgo

EMISOR

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO OESTE, S.A.
Edificio 812
Avenida Diógenes de la Rosa, Albrook
Ciudad de Panamá, Panamá
Teléfono: 315-7600
Fax: 315-7696
Atención: Sr. Jose Luis Fernandez
(jlfernandez@ufpanama.com)

ESTRUCTURADOR, AGENTE DE PAGO, REGISTRO Y TRANSFERENCIA

AGENTE DE COLOCACION

MUNDIAL VALORES EN ADMNISTRACION, S.A.
Calle 50, Plaza Panamá, Piso 31
Apartado Postal 0816-03366, Zona 5
Tel. 225-2525 Fax. 225-2390
Attn. Gabriel Fábrega W.
(gfabrega@grupomundial.com)

ASESORES LEGALES

SUCRE, ARIAS & REYES
Calle 50 y Calle Juan Ramón Poll
Apartado Postal 0816-01832
Tel. 204-7900 Fax. 264-1168
Attn. Ernesto Arias
(eea@sucre.net)

CENTRAL DE CUSTODIA

CENTRAL LATINOAMERICANA DE VALORES, S.A. ("LATINCLEAR")
Avenida Federico Boyd y Calle 49 Bella Vista
Edificio Bolsa de Valores de Panamá, Planta Baja
Apartado Postal 87-4009 Zona 7
Tel. 214-6105 Fax. 214-8175
Attn. Iván Díaz
idiaz@latinclear.com.pa

LISTADO DE VALORES

BOLSA DE VALORES DE PANAMA, S.A.
Avenida Federico Boyd y Calle 49 Bella Vista
Edificio Bolsa de Valores de Panamá, Primer Piso
Apartado Postal 87-0878 Zona 7
Tel. 269-1966 Fax. 269-2457
Attn. Roberto Brenes
rbrenes@panabolsa.com

REGISTRO

COMISION NACIONAL DE VALORES
Avenida Balboa, Edificio Bay Mall, Piso 2, oficina 206
Apartado Postal 0832-2281 WTC
Tel, 501-1700 Fax. 501-1709
www.conaval.gob.pa

I. RESUMEN Y CONDICIONES DE LA EMISIÓN

Emisor:	EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A., (el "Emisor").
Fecha de Oferta	7 de mayo de 2010.
Titulo y Monto de la Emisión	Valores Comerciales Negociables (en adelante los "VCN") por la suma de hasta CINCUENTA MILLONES DE DOLARES (US$ 50,000,000.00) moneda de curso legal de los Estados Unidos de América, como parte de un programa rotativo emitido en varias Series (en adelante la "Serie" o las "Series"). La cantidad de VCN que se emitirá de cada Serie y sus denominaciones dependerá de la demanda del mercado.
Término Rotativo, Vencimiento	El programa rotativo ofrece al Emisor la oportunidad de emitir nuevos VCN en la medida que posea la disponibilidad o se considere oportuno conforme a las necesidades y oportunidades del mercado. En ningún momento el saldo de VCN emitidos y en circulación podrá ser superior a los cincuenta millones de dólares (US$ 50,000,000.00). En la medida en que se vayan cancelando los VCN emitidos y en circulación el emisor dispondrá del monto cancelado para emitir VCN nuevos. El término rotativo de este programa, no significa la rotación o renovación de VCN ya emitidos. Estos deberán ser cancelados en sus respectivas fechas de vencimiento o previo según las condiciones de redención anticipada detalladas en este prospecto. El programa deberá estar disponible, hasta cuando el Emisor así lo crea conveniente, siempre y cuando cumpla con todos los requerimientos de la Comisión Nacional de Valores. Los VCNs vencerán en un plazo no superior a 360 días contados a partir de la fecha de su emisión.
Forma de VCN y Denominaciones:	Esta Emisión de VCN será ofrecida por el Emisor en denominaciones o múltiplos de MIL DOLARES (US$1,000) moneda de curso legal de los Estados Unidos de América. Los VCN serán emitidos en forma global o macro títulos, registrada y sin cupones.
Pago de Capital	El pago a capital de los VCNs se efectuará transcurrido el plazo pactado, contado a partir de la fecha de emisión del respectivo VCN, en un solo pago.
Prelación	El pago de capital e intereses de los VCNs no tendrá preferencia sobre las demás acreencias del Emisor.
Precio de Venta	Cada VCN será ofrecido inicialmente a un precio a la par, es decir 100% de su valor nominal, pero podrán ser objeto de descuentos así como de prima o sobreprecio.
Series	En tantas series como así lo estime el emisor y la demanda del mercado al momento de cada respectiva emisión.

Tasa de Interés	El Emisor determinará la tasa de interés al momento de la emisión de la serie y la misma puede ser fija o variable. La tasa de interés fija será fijada al momento de la emisión de la correspondiente serie. La tasa de interés variable de los Valores Comerciales Negociables se determinará de acuerdo a la tasa LIBOR (London Interbank Market) a 3 meses más un margen que determinará el Emisor sobre su valor nominal. La tasa LIBOR es la tasa de referencia mayormente utilizada para cotizaciones de tasas de interés a corto plazo. La tasa de interés de los Valores Comerciales Negociables se revisará trimestralmente, hasta la fecha de vencimiento de los Valores Comerciales Negociables. El Emisor notificará la Tasa de Interés a la Comisión Nacional de Valores antes de la fecha de Emisión. El emisor no garantiza que se mantenga el tratamiento fiscal actual, por lo que los inversionistas deberán estar anuentes que de darse algún cambio en el tratamiento fiscal dichos cambios serán deducidos de la tasa de interés fijada en la presente emisión
Cómputo y Pago de Intereses	Dependerá del plazo de los VCNs y será determinada por el Emisor al momento de efectuarse la oferta de venta. Los intereses se calcularán sobre la base de un año de 360 días.
Cálculo del Intereses	Los intereses pagaderos, con respecto a cada VCN, serán calculados por el Agente de Pago y Registro para cada período de interés, aplicando la tasa de interés al capital de dicho VCN multiplicando la cuantía resultante por el número de días calendarios del período de interés (incluyendo el primer día de dicho período de interés, pero excluyendo el día de pago de interés en que termina dicho período de interés), dividido entre 360 días y redondeado la cantidad resultante al centavo más cercano.
Forma de Pago	El capital de los VCN se efectuará en la fecha de vencimiento de la Serie (“Fecha de Vencimiento”). Los intereses devengados por los Valores Comerciales Negociables serán pagados al Tenedor Registrado de forma trimestral o en la Fecha de Vencimiento de los VCNs, según lo determine el Emisor para cada serie, en dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América. Cada serie tendrá el mismo día de pago (cada uno, un “Día de Pago de Interés”) que podrá coincidir con cualquier otro o con todos los demás días de pago de las demás series. El período que comienza en la Fecha de Emisión y termina en el Día de Pago de Intereses inmediatamente siguiente a la Fecha de Emisión y así sucesivamente hasta la Fecha de Vencimiento se identificará como “Período de Interés”. Si la Fecha de Vencimiento o un Día de Pago de Interés cayera en una fecha que no sea día hábil, la Fecha de Vencimiento o el Día de Pago de Interés deberá extenderse hasta el primer día hábil inmediatamente siguiente, pero sin extenderse el Período de Interés para los efectos del cómputo de los intereses para ese período y ni para el Período de Interés subsiguiente. El término “día hábil” significará todo día que no sea sábado, domingo, día nacional o feriado y en el que los bancos de licencia general estén abiertos para atender al público en la Ciudad de Panamá.

Traspaso	Una vez emitidos los VCN Globales, Latinclear acreditará en su sistema de registro y traspaso mediante anotaciones en cuenta el monto que corresponde a cada una de las instituciones que mantienen cuenta con Latinclear (en adelante los "Participantes") designadas por el Emisor. La propiedad de derechos bursátiles con respecto a los VCN Globales estará limitada a los Participantes o a personas a favor de quienes dichos Participantes reconozcan dichos derechos. La propiedad de derechos bursátiles con respecto a los VCN Globales será demostrado y el traspaso de la propiedad de dichos derechos será efectuado únicamente a través de los registros que mantiene Latinclear (en relación con derechos de los Participantes) o a través de los registros que mantienen los Participantes (en relación con personas distintas a los Participantes).
Redención Anticipada	Los VCNs no podrán ser redimidos anticipadamente por el Emisor.
Respaldo	Crédito General del Emisor.
Uso de Fondos	El producto neto de la venta de los VCNs, será utilizado para diversificación de fondos.
Principal fuente de Repago	El repago de capital e intereses de los VCNs provendrá de los recursos financieros generales y de las operaciones del giro tradicional del Emisor. Esta emisión no contará con fondo de redención.
Tratamiento Fiscal	Ganancias de Capital: El artículo 269 del Decreto Ley 1 de 1999, tal como ha sido reformado, establece que para los efectos del impuesto sobre la renta, impuesto sobre dividendos e impuesto complementario, las ganancias derivadas de la enajenación de los VCNs no estarán gravadas con dichos impuestos, mientras que las pérdidas derivadas de la enajenación no serán deducibles, siempre que: (i) estos hayan sido registrados en la Comisión Nacional de Valores, y (ii) la enajenación se dé a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado. Intereses: De conformidad con lo estipulado en el Artículo 270 del Decreto Ley Nº 1 del 8 de julio de 1999, estarán exentos del impuesto sobre la renta los intereses u otros beneficios que se paguen a los tenedores de valores registrados en la Comisión Nacional de Valores que sean colocados en oferta pública a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado. Si los VCN no fuesen colocados en la forma antes descrita, los intereses que se paguen a sus Tenedores causarán un impuesto sobre la renta del cinco por ciento (5%), que deberá ser retenido por la persona jurídica que los pague o acredite. Esta sección es meramente informativa y no constituye una declaración o garantía del Emisor. El emisor no garantiza que se mantenga el tratamiento fiscal actual, por lo que los inversionistas deberán estar anuentes que de darse algún cambio en el tratamiento fiscal dichos cambios serán deducidos de la tasa de interés fijada en la presente emisión
Agente de Pago, Registro y Transferencia	Mundial Valores en Administración, S.A.
Listado	Bolsa de Valores de Panamá, S.A.
Casa de Valores y Puesto de Bolsa	Mundial Valores en Administración, S.A.

Central de Custodia y Agente de Transferencia	Central Latinoamericana de Valores, S.A. (LATINCLEAR)
Asesores Legales	Sucre, Arias & Reyes
Auditores Externos	PricewaterhouseCoopers Panama
Calificadora de Riesgo	Equilibrium Calificadora de Riesgo S.A.
Calificación	EQL1+ .pa
Ley	Sujeto a las leyes de la República de Panamá
Registro	Comisión Nacional de Valores Resolución No.148-10 del 29 de abril de 2010

II. FACTORES DE RIESGO

Entre los principales factores de riesgo que pueden afectar adversamente las fuentes de repago de la presente Emisión se pueden mencionar:

A. DE LA OFERTA

Esta oferta es la primera hecha por **EL EMISOR** en su trayectoria. La misma no estará garantizada y el respaldo de la misma será el crédito general de **EL EMISOR**. Debido a que es el Crédito del Emisor el único respaldo a la misma describiremos a continuación en detalle las actividades de El Emisor.

El contrato de concesión que mantiene EDEMET con la Autoridad de los Servicios Públicos tiene una duración de 15 años y vence en octubre de 2013.

Salvo las expresadas en la legislación nacional y las impuestas por el Contrato de Concesión de 22 de octubre de 1998 suscrito entre la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y EDEMET, el Emisor, previo consentimiento de la Autoridad de los Servicios Públicos, podrá dar en garantía, hipotecar o vender sus activos y/o el paquete mayoritario de las acciones.

Los VCNs de la presente emisión están respaldados por el crédito general del Emisor y constituyen obligaciones generales del mismo, no garantizadas por activos o derechos específicos y sin privilegios especiales. No existirá un fondo de amortización; por consiguiente, los fondos para el repago de los VCNs provendrán de los recursos generales del Emisor.

El pago de capital e intereses de los VCNs no tiene preferencia sobre las demás acreencias que se tengan contra el emisor.

La presente emisión de VCNs conlleva ciertas causales de vencimiento anticipado, que en el caso de que se suscite alguna de ellas, de forma individual o en conjunto, puede dar lugar a que se declare de plazo vencido la presente emisión, tal como se describe en el Capítulo III , Sección A, Numeral 6 de este prospecto informativo.

No existe en la República de Panamá un mercado secundario de valores líquido; por tanto los Tenedores Registrados de los VCNs pudiesen verse afectados en el caso de que necesitan vender los VCNs antes de su vencimiento final.

El Emisor podrá modificar los términos y condiciones de los VCNs, con el consentimiento de aquellos Tenedores Registrados que representen al menos el 51% del valor nominal de los VCNs emitidos y en circulación de cada serie. Por tanto, las decisiones de modificación de términos y condiciones de cada serie en particular serán tomadas únicamente por los Tenedores Registrados de la respectiva serie a modificar.

El Emisor no puede garantizar que se mantendrá el tratamiento fiscal actual en cuanto a los intereses devengados por los VCNs y las ganancias de capital provenientes de la enajenación de los VCNs, ya que la eliminación o modificación de dichos beneficios compete a las autoridades nacionales.

El Emisor es parte de algunos litigios legales que, a juicio de los asesores legales de la empresa, de ser absueltos de manera adversa El Emisor, podrán tener un impacto significativo en el negocio o la condición financiera del emisor. Ver Sección F, Litigios Legales, página 50 de este prospecto.

B. DEL EMISOR

El índice de endeudamiento (pasivos totales a patrimonio de accionistas) del emisor al 31 de diciembre de 2009 es de 2.26 veces. De colocarse la totalidad de la presente emisión, el índice de endeudamiento del Emisor se mantendrá ya que los fondos serán utilizados con el objetivo de diversificar nuestras fuentes de financiación.

El emisor opera una red de distribución de energía eléctrica de acuerdo con un Contrato de Concesión con la Autoridad de los Servicios Públicos, que expira en octubre de 2013, y establece requerimientos relacionados con la prestación y calidad del servicio, así como también cumplimiento de leyes y reglamentos panameños aplicables. Las infracciones a las normas contenidas en el Contrato de Concesión puede dar como resultado sanciones o la terminación del mismo. En este orden, si bien es cierto, se incluyen disposiciones relacionadas con el rescate de la concesión, las mismas pueden ser ejercidas siempre que se compruebe un incumplimiento reiterado de leyes y reglamentos, o un incumplimiento sustancial del Contrato de Concesión, y/o ciertos procedimientos de quiebra, y/o disolución o suspensión de pagos, lo que daría derecho a que el Gobierno panameño ejecute la fianza de cumplimiento que el Emisor ha consignado y a adquirir los activos del Emisor a un precio justo de mercado menos una reducción del 10%. De igual manera y, como es usual en los contratos de ésta naturaleza, el Gobierno panameño ha incluido una cláusula exorbitante que consiste en la terminación unilateral del Contrato de Concesión del Emisor en caso de guerra, graves disturbios de orden público o interés social urgente y, si así lo termina, debe pagar al Emisor el valor justo de mercado de sus activos más una prima del 10%.

Como empresa regulada de distribución eléctrica, el Emisor está sujeto a regulaciones por el Gobierno panameño a través de la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) Los resultados de las operaciones del Emisor dependen del marco reglamentario aplicable y su interpretación por la ASEP. Como toda empresa regulada, si el distribuidor incumple con las reglamentaciones, podría ser sujeto de penalidades tales como la imposición de gravámenes o multas sin ninguna responsabilidad civil o criminal concurrente, terminación del Contrato de Concesión y ejecución del bono de cumplimiento otorgado al Gobierno panameño. Además, las reglamentaciones existentes pueden ser revisadas o reinterpretadas, nuevas leyes y reglamentos pueden aprobarse o aplicarse al Emisor, que pueden tener un efecto en detrimento del negocio y de los resultados económicos y financieros del Emisor.

C. DEL ENTORNO

De acuerdo con el Contrato de Concesión el Emisor tiene la exclusividad de la actividad que se relaciona a la compra en bloque de energía, el transporte de energía por la redes de distribución, la transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los clientes finales, comercialización de energía a los clientes y medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada, en la zona de concesión, que abarca áreas de la provincia de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos y el área oeste de la provincia de Panamá. Esto implica que los resultados operativos, las condiciones económica y financiera del Emisor dependerá principalmente del ámbito de la República de Panamá.

Además, la condición operativa, financiera y económica del Emisor también se podrían ver afectadas por cambios en políticas gubernamentales, financiera y económicas, las cuales han ejercido y continúan ejerciendo influencia en el sector privado, medidas como el aumento de los precios de combustible, tributación y subsidios eléctricos, por citar algunos. El Emisor no podrá garantizar que el Gobierno panameño no intervendrá en los sectores económicos panameño, afectando el negocio y operaciones del Emisor.

D. DE LA INDUSTRIA

Actualmente el Gobierno Nacional ha modificado la Ley 6 de febrero de 1997, mediante la cual establece el marco legal del sector eléctrico panameño. Dentro de estas modificaciones, el mayor riesgo que se percibe es el aumento de la multa a los prestadores del servicio eléctrico a US$ 20.0 millones, ya que en la aplicación de la misma no se hace una distinción asociada a la gravedad de la infracción.

En los meses de estación seca o durante un año con presencia del Fenómeno del Niño puede darse una disminución en los embalses de las centrales de generación hidráulica en el país y por consiguientes las mismas (centrales) no podrían operar a su máxima capacidad. Durante esta época del año, el requerimiento de energía eléctrica generada por centrales térmicas se incrementa, además puede darse la necesidad de comprar energía a empresas fuera del territorio nacional. De presentarse una situación de sequía crítica o de disminución de los niveles de los lagos, el Gobierno por intermedio de la ASEP y de la Secretaría Nacional de Energía podrían establecer racionamiento de electricidad por medio de apagones escalonados u otras medidas que de forma directa afectan al Emisor en su capacidad de distribuir energía eléctrica a sus clientes y por consecuencia estás medidas impactarían el negocio.

III. DESCRIPCION DE LA OFERTA

A. DETALLES DE LA OFERTA

La presente Emisión de Valores Comerciales Negociables fue autorizada por la Junta Directiva del Emisor, según Resolución adoptada el 3 de diciembre de 2009. La autorización fue por un valor nominal de hasta Cincuenta millones de Dólares (US$50,000,000.00) moneda de curso legal de la Estados Unidos de América. Los VCNs serán ofrecidos por el Emisor como parte de un programa rotativo emitido en tantas series como lo estime conveniente el Emisor según sus necesidades y la demanda del mercado, hasta un máximo de un año.

Esta es la primera emisión que realiza el Emisor, y no existen ofertas , ventas o transacciones de valores en colocación privada o dirigidas a inversionistas institucionales.

Los accionistas, directores o ejecutivos del Emisor no tienen derecho de suscripción preferente sobre los Valores Comerciales Negociables de la presente emisión. Los accionistas, directores o ejecutivos del Emisor podrán comprar los Valores Comerciales Negociables de la presente emisión si así lo desean, participando bajo las mismas condiciones que los inversionistas particulares.

De acuerdo a lo establecido a continuación, la fecha de emisión, (la “Fecha de Emisión”), la tasa de interés (la “Tasa de Interés”), los términos para el pago de intereses y el plazo de vencimiento (no más de trescientos sesenta (360) días) para cada serie serán determinados por el Emisor al momento de emisión de la respectiva serie. Cada vez que el Emisor decida emitir una serie, incorporará al Prospecto Informativo dicha información a manera de Adenda informando a la Comisión Nacional de Valores con tres (3) días hábiles de anticipación, el día en que se emitirá la nueva serie.
Los trescientos sesenta (360) días serán contados a partir de fecha de emisión.

A continuación detallemos los términos y condiciones del programa de los VCNs que serán objeto de la oferta.

1. Emisión, Autenticación y Registro

La fecha inicial de venta de la presente Emisión será a partir de la fecha en que la presente emisión sea debidamente autorizada por la Comisión Nacional de Valores. Los Valores Comerciales Negociables serán ofrecidos por el Emisor en denominaciones o múltiplos de mil Dólares (US$1,000.00), moneda de curso legal de los Estados Unidos de América.

Para que los VCNs sean una obligación válida y exigible del Emisor, los mismos deberán ser firmados por el representante legal por quienes de tiempo en tiempo autorice la Junta Directiva; y deberán ser autenticados y fechados por un empleado autorizado del Agente de Pago. Todas las firmas deberán ser manuscritas y originales.

Para cada serie el Agente de Pago mantendrá en sus oficinas principales un registro (el "Registro") en el cual anotará, la Fecha de Expedición, la Fecha de Emisión, la serie, el plazo, el nombre y la dirección de la persona o personas a favor de quienes dicho VCN sea inicialmente expedido, así como el de cada uno de los subsiguientes endosatarios del mismo.
El término "Tenedor Registrado" o "Tenedores Registrados", significa aquella persona o personas a cuyos nombres un VCN esté en un momento determinado inscrito en el registro.

2. Precio Inicial de la Oferta

Los VCN serán ofrecidos inicialmente en el mercado primario a la par, es decir al cien por ciento(100%) de su valor nominal. Sin embargo, la Junta Directiva del Emisor podrá, de tiempo en tiempo, cuando lo considere conveniente, autorizar que los VCN sean ofrecidos en el mercado primario por un valor superior o inferior a su valor nominal según las condiciones del mercado financiero en dicho momento.

En caso de que la Fecha de Expedición de un VCN sea distinta a la de un Día de Pago de Interés o a la Fecha de Emisión correspondiente, el precio de venta del VCN será incrementado en una cantidad igual al importe de los intereses correspondientes a los días transcurridos entre el Día de Pago de Interés inmediatamente precedente a la Fecha de Expedición del VCN (o la Fecha de Emisión , según sea el caso) y la Fecha de Expedición de dicho VCN.

3. Denominaciones y Forma de los VCN

a. Denominación

Los VCN serán emitidos en forma nominativa y registrada, sin cupones, en denominaciones de Mil Dólares (US$1,000.00) o sus múltiplos, a opción de los inversionistas.

b. VCN Globales (Macrotítulos o Títulos Globales)

Los VCNs serán emitidos en uno o más macro títulos globales (colectivamente, los "VCNs Globales"), en forma nominativa y registrada, sin cupones. Los VCNs Globales serán emitidos a nombre de Central Latinoamericana de Valores, S.A. ("LatinClear") quien acreditará en su sistema interno el monto de capital que corresponde a cada una de las instituciones que mantienen cuentas con LatinClear (los "Participantes"). Dichas cuentas serán designadas inicialmente por el Emisor o la

persona que éste designe. La propiedad de derechos bursátiles con el respecto a los VCNs Globales estará limitada a Participantes o a personas que los Participantes le reconozcan derechos bursátiles con respecto a los VCNs Globales. La propiedad de derechos bursátiles con respecto a los VCNs Globales será demostrada, y el traspaso de dicha propiedad será efectuado únicamente a través de los registros de LatinClear (en relación con los derechos de los Participantes) y los registros de los Participantes (en relación con los derechos de personas distintas a los Participantes). Mientras los VCNs estén representados por uno o más VCNs Globales, el Tenedor Registrado de cada uno de dichos VCNs Globales será considerado como el único propietario de dichos VCNs en relación con todos los pagos, de acuerdo a los términos y condiciones de los VCNs.

Mientras LatinClear sea el tenedor registrado de los VCNs Globales, LatinClear será considerado el único propietario de los VCNs representados en dichos VCNs Globales y los inversionistas tendrán derechos bursátiles con respecto a los VCNs Globales. Ningún propietario de derechos bursátiles con respecto a los VCNs Globales tendrá derecho de transferir dichos derechos, salvo de acuerdo a los reglamentos y procedimiento de LatinClear.

Todo pago de capital e intereses bajo los VCNs Globales se hará a LatinClear como el Tenedor Registrado de los mismos. Será responsabilidad exclusiva de LatinClear mantener los registros relacionados con los pagos realizados por cuenta de los propietarios de derechos bursátiles con respecto a los VCNs Globales y por mantener, supervisar y revisar los registros relacionados con dichos derechos bursátiles.

LatinClear, al recibir oportunamente cualquier pago de capital o intereses en relación con los VCNs Globales, acreditará las cuentas de los Participantes en proporción a sus respectivos derechos bursátiles con respecto de los VCNs Globales, de acuerdo a sus registros. Los Participantes a su vez, acreditarán inmediatamente las cuentas de custodia de los propietarios de derechos bursátiles con respecto a los VCNs Globales, en proporción a sus respectivos derechos bursátiles.

Los traspasos entre Participantes serán efectuados de acuerdo a los reglamentos y procedimientos de LatinClear.

LatinClear le ha informado al Emisor que tomará cualquier acción permitida a un Tenedor Registrado de los VCNs (incluyendo la presentación de los VCNs para ser intercambiados como se describe a continuación) únicamente de acuerdo a instrucciones de uno o más Participantes a favor de cuya cuenta se haya acreditado derechos bursátiles con respecto de los VCNs Globales y únicamente en relación con la porción del total del capital de VCNs Globales sobre la cual dicho Participante o Participantes hayan dado instrucciones.

LatinClear le ha informado al Emisor que es una sociedad anónima constituida de acuerdo a las leyes de la República de Panamá y que cuenta con licencia de central de custodia, liquidación y compensación de valores emitida por la Comisión Nacional de Valores. LatinClear fue creada para mantener valores en custodia para sus Participantes y facilitar la compensación y liquidación de transacciones de valores entre Participantes a través de anotaciones en cuenta, y así eliminar la necesidad del movimiento de certificados físicos. Los Participantes de LatinClear incluyen casas de valores, bancos y otras centrales de custodia y podrá incluir otras organizaciones. Servicios indirectos de LatinClear están disponibles a terceros como bancos, casa de valores, fiduciarios o cualesquiera personas que compensan o mantienen relaciones de custodia con un Participante, ya sea directa o indirectamente.

c. VCN Individuales (Físicos)

Los VCNs Globales pueden ser intercambiados por instrumentos individuales (“VCNs Individuales”) si (i) LatinClear o cualquier sucesor de LatinClear notifica al Emisor que no quiere o no puede continuar como depositario de los VCNs Globales o que no cuenta con licencia de central de valores, y un sucesor no es nombrado dentro de los noventa (90) días siguientes a la fecha en que el Emisor haya

recibido aviso en ese sentido, o (ii) un Participante solicita por escrito a LatinClear la conversión de sus derechos bursátiles en otra forma de tenencia conforme lo establecen los reglamentos de LatinClear y sujeto a los términos y condiciones de los respectivos VCNs. En esos casos, el Emisor utilizará sus mejores esfuerzos para hacer arreglos con LatinClear para intercambiar los VCNs Globales por VCNs Individuales y ordenará la emisión y entrega al Agente de Pago de suficientes VCNs Individuales para que éste los autentique y entregue a los Tenedores Registrados.

En caso de un tenedor de derechos bursátiles con respecto de los VCNs Globales desee la conversión de dichos derechos bursátiles en VCNs Individuales deberá presentar solicitud escrita a LatinClear formulada de acuerdo a sus reglamentos y procedimientos, lo cual necesariamente implica una solicitud dirigida a LatinClear a través de un Participante y una solicitud dirigida al Agente de Pago y el Emisor por LatinClear. En todos los casos, VCNs Individuales entregados a cambio de VCNs Globales o derechos bursátiles con respecto de los VCNs Globales serán registrados y emitidos en las denominaciones aprobadas, conforme a la solicitud de LatinClear. Correrán por cuenta de tenedor de derechos bursátiles que solicita la emisión de VCNs Individuales cualesquiera costos y cargos en que incurra directa o indirectamente el Emisor en relación con la emisión de dichos VCNs Individuales.

Una vez emitidos los VCNs Individuales, todo pago de intereses será hecho en Dólares, en cada Día de Pago de Interés, (i) mediante cheque de gerencia emitido a favor del Tenedor Registrado, el cual será enviado por correo certificado al Tenedor Registrado a la última dirección de Tenedor Registrado que conste en el Registro o podrá ser retirado por el Tenedor Registrado en las oficina del Agente de Pago, o (ii) mediante crédito en una cuenta del Tenedor Registrado con una entidad financiera mutuamente aceptable. En caso del pago mediante cheque de gerencia a favor del Tenedor Registrado, la responsabilidad del Agente de Pago se limitará a enviar dicho cheque por correo certificado al Tenedor Registrado a la dirección que conste en el Registro, entendiéndose que para todos los efectos legales, el pago de intereses ha sido hecho y recibido satisfactoriamente por el Tenedor Registrado en la fecha de franqueo del sobre que contenga dicho Cheque según el recibo expedido al Agente de Pago por la oficina de correo. En caso de pérdida, hurto, destrucción o falta de entrega del cheque, la cancelación y reposición del cheque se regirá por las leyes de la República de Panamá y las prácticas del Agente de Pago y cualesquiera costos y cargos relacionados con dicha reposición correrán por cuenta del Tenedor Registrado.

Todo pago de capital se hará contra la presentación, endoso y entrega del correspondiente VCN al Agente de Pago en sus oficinas principales en la ciudad de Panamá, República de Panamá, mediante cheque de gerencia emitido a favor del Tenedor Registrado, el cual será enviado por correo certificado al Tenedor Registrado a la última dirección de Tenedor Registrado que conste en el Registro o podrá ser retirado por el Tenedor Registrado en las oficinas del Agente de Pago. Todos los pagos de capital con respecto a los VCNs serán hechos en Dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América. La responsabilidad del Agente de Pago se limitará a enviar dicho cheque por correo certificado al Tenedor Registrado a la dirección que conste en el Registro, entendiéndose que para todos los efectos legales, el pago de intereses ha sido hecho y recibido satisfactoriamente por el Tenedor Registrado en la fecha de franqueo del sobre que contenga dicho cheque según el recibo expedido al Agente de Pago por la oficina de correo. En caso de pérdida, hurto, destrucción o falta de entrega del cheque, la cancelación y reposición del cheque se regirá por las leyes de la República de Panamá y las prácticas del Agente de Pago y cualesquiera costos y cargos relacionados con dicha reposición correrán por cuenta de Tenedor Registrado.

Salvo que medie orden judicial al respecto, el Agente de Pago podrá sin ninguna responsabilidad reconocer al Tenedor Registrado de un VCN Individual como el único, legítimo y absoluto propietario, dueño y titular de dicho VCN para efectuarse pagos del mismo, recibir instrucciones y cualesquiera otros propósitos, ya sea que dicho VCN esté o no vencido o que el Emisor haya recibido cualquiera notificación o comunicación en contrario referente a la propiedad, dominio o titularidad del mismo o referente a su previo hurto, robo, mutilación, destrucción o pérdida.

Los VCNs Individuales son solamente transferibles en el Registro. Cuando un VCN Individual sea entregado al Agente de Pago para el registro de su transferencia, el Agente de Pago cancelará dicho VCN, expedirá y entregará un nuevo VCN al endosatario del VCN transferido y anotará dicha transferencia en el Registro. El nuevo VCN emitido por razón de la transferencia será una obligación válida y exigible del Emisor y gozará de los mismos derechos y privilegios que tenía el VCN transferido. Todo VCN presentado al Agente de Pago para el registro de su transferencia deberá ser debidamente endosado por el Tenedor Registrado mediante endoso especial en forma satisfactoria y (a opción del Emisor o del Agente de Pago) autenticado por Notario Público. La anotación hecha por el Agente de Pago en el Registro completará el proceso de transferencia del VCN. El Agente de Pago no aceptará solicitudes de registro de transferencia de un VCN en el Registro dentro de los diez (10) Días Hábiles inmediatamente precedentes a cada Día de Pago de Interés, Fecha de Vencimiento o Fecha de Redención. Cualesquiera costos y cargos relacionados con dicha transferencia correrán por cuenta del Tenedor Registrado.

Los Tenedores Registrados podrán solicitar al Agente de Pago el canje de un VCN Individual por otros VCNs Individuales pero de menor denominación o de varios VCNs por otro VCN pero de mayor denominación. Dicha solicitud será hecha por el Tenedor Registrado por escrito en formularios que para tal efecto preparará el Agente de Pago, los cuales deberán ser completados y firmados por el Tenedor Registrado. La solicitud deberá ser presentada al Agente de Pago en sus oficinas principales y deberá además estar acompañada por el o los VCNs que se desean canjear. Para tales efectos se procederá como se estipula más adelante en este instrumento.

4. Agente de Pago, Registro y Transferencia

Mientras existan Valores Comerciales Negociables emitidos y en circulación, el Emisor mantendrá en todo momento un agente de pago, registro y transferencia en la ciudad de Panamá, República de Panamá. Mundial Asset Management, ha sido nombrado por el Emisor como Agente de pago inicial de los VCNs o cualquier sucesor o sustituto será denominado en este Prospecto el “Agente de Pago”. El Agente de Pago y Emisor, han celebrado un contrato de agencia de pago (“el Contrato de Agencia”), una copia del cual se encuentra registrado en la Comisión Nacional de Valores y en la Bolsa de Valores de Panamá. El Contrato de Agencia reglamenta el pago y transferencia de los VCNs, autorizando el pago prioritario de los gastos y comisiones del Agente de Pago, liberando al Agente de Pago de responsabilidad, autorizando su renuncia o destitución previa la designación de nuevo Agente de Pago, Registro y Transferencia y permitiendo la reforma del Contrato de Agencia, entre otras cláusulas, que pudiesen indirectamente afectar los derechos de los Tenedores Registrados de los VCNs. Copia de toda reforma al Contrato de Agencia será suministrada a todas las bolsas en que la Emisión se liste. Cada Tenedor Registrado de un VCN por la mera tenencia del mismo acepta los términos y condiciones del Contrato de Agencia.

La gestión del Agente de Pago será puramente administrativa a favor del Emisor. El Agente de Pago no asumirá ni incurrirá en ninguna obligación o responsabilidad, ya sea contractual o extra-contractual, para con los Tenedores Registrados de los VCNs, ni actuará como agente representante, mandatario o fiduciario de los Tenedores Registrados de los VCNs. El Agente de Pago, como tal, no garantiza los pagos de capital o intereses a los Tenedores Registrados de los VCNs y sólo se comprometerá con el Emisor a entregar a los Tenedores Registrados de dichos VCNs las sumas que hubiese recibido del Emisor para tal fin de conformidad con los términos y condiciones de los VCNs y del Contrato de Agencia. El Agente de Pago y cualquiera de sus accionistas, directores, dignatarios o compañías subsidiarias o afiliadas podrán ser Tenedores Registrados de uno o más VCNs y entrar en cualesquiera transacciones comerciales con el Emisor o cualquiera de sus subsidiarias o afiliadas sin tener que rendir cuenta de ello a los Tenedores Registrados de los VCNs.

5. Respaldo

Los VCN están respaldados por el crédito general del Emisor. La presente Emisión no cuenta con un fondo de redención ni ninguna otra garantía de pago.

6. Vencimiento Anticipado

Se entenderá que existe un "Evento de Incumplimiento" en relación con un VCN si:

(i) El Agente de Pago y/o el Emisor indebidamente retuviesen o no pagasen por más de diez (10) días hábiles cualquiera suma de interés que hubiese vencido o fuese exigible con relación a un VCN;

(ii) A la debida presentación de un VCN para su cobro, el Agente de Pago y/o el Emisor indebidamente retuviesen y no pagasen por más de cinco (5) días hábiles cualquiera suma de capital que hubiese vencido y fuese exigible con relación a dicho VCN y reclamada según lo dispuesto en los términos y condiciones de los VCNs;

(iii) El Emisor o cualquiera de sus subsidiarias y afiliadas manifestasen, de forma escrita, incapacidad para pagar cualquier deuda contraída por ellos, caigan en insolvencia o solicitaran ser declarados, en quiebra o sujetos al concurso de acreedores;

(iv) El Ministerio de Comercio e Industrias revocará las licencias del Emisor que impida su operación

(v) El Emisor y sus subsidiarias incumpliesen cualesquiera obligaciones con terceras personas siempre y cuando el monto total de dichas obligaciones en conjunto exceda US$1,000,000.00; o,

(vi) El Emisor y sus subsidiarias fuesen disueltos o entrasen en estado de liquidación.

En caso de que uno o más Eventos de Incumplimiento ocurriesen, continuasen y no hubiesen sido subsanados, cualquier Tenedor Registrado podrá declarar su VCN de plazo vencido y exigir el pago inmediato del capital y los intereses devengados y no pagados de su VCN mediante la entrega al Agente de Pago, con copia al Emisor, de una notificación de Incumplimiento será efectiva en la fecha en que sea entregada al Agente de Pago.

En caso de mora, ya sea de capital o intereses, el Emisor pagará al Tenedor Registrado de los VCN, como única compensación o indemnización, intereses sobre dicha suma de capital o interés no pagada a una tasa de interés igual a la Tasa de Interés aplicable a esta emisión de VCN, desde la fecha en que dicha suma de capital o interés hubiese vencido y fuese exigible hasta la cancelación de lo adeudado.

El Emisor se compromete a realizar las siguientes tareas mientras se encuentren VCN emitidos y en circulación:

a) Suministrar a la Comisión Nacional de Valores y a la Bolsa de Valores de Panamá S.A. dentro de los tres (3) meses siguientes al cierre de cada año fiscal, los Estados Financieros Consolidados Auditados y el Informe Anual de Actualización, del Emisor correspondientes a dicho período.

b) Suministrar a la Comisión Nacional de Valores y a la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., dentro de los dos (2) meses siguientes al cierre de cada trimestre, los estados financieros interinos y el informe de actualización trimestral del Emisor correspondientes a dichos períodos.

c) Notificar a la Comisión Nacional de Valores y a la Bolsa de Valores de inmediato y por escrito, cualquier evento o situación que pueda afectar el cumplimiento de sus obligaciones.

d) Pagar todos los impuestos, tasas y demás contribuciones similares del Emisor en las fechas en que estos deban ser pagados por el Emisor, salvo que en la opinión razonable del Emisor dichos impuestos, tasas y contribuciones no debieron de haberse causado y que de haberse hecho un alcance contra el Emisor por el pago de dichos impuestos, tasas y contribuciones el Emisor esté en buena fe recurriendo contra dicho alcance.

e) Mantener vigentes los permisos gubernamentales necesarios para llevar a cabo su negocio, tal y como establece el presente Prospecto.
f) Cumplir con las disposiciones del Decreto-Ley No. 1 del 8 de julio de 1999 (la actual Ley de Valores).
g) Notificar a la Comisión Nacional de Valores y a la Bolsa de Valores de Panamá la ocurrencia de cualquier situación que pueda considerarse un hecho de importancia a la luz del contenido del Acuerdo 3-2008.

7. Redención anticipada

La presente Emisión de VCN no dará a los inversionista la opción de redención anticipada, salvo en los escenarios indicados en el numeral"6" que antecede.

8. Titularidad, Traspaso, Reposición, Canje y Cancelación de los Valores Comerciales Negociables

a) **Titularidad del VCN**
(i) El Emisor y/o el Agente de Pago podrán, sin ninguna responsabilidad de su parte, excepto que medie dolo de su parte, reconocer al Tenedor Registrado de un VCN para todos los propósitos como el único, legítimo y absoluto propietario, dueño y titular de dicho VCN.

(ii) En caso de que un VCN tenga a dos o más personas anotadas en el Registro como Tenedores Registrados del mismo, el Agente de Pago y/o El Emisor, salvo acuerdo en contrario con los respectivos Tenedores Registrados, seguirán las reglas siguientes: si se utiliza la expresión "y" en el Registro, se entenderá como una acreencia mancomunada y se requerirá la firma de todos los Tenedores Registrados de dicho VCN identificados en el Registro; si se utiliza la expresión "o" se entenderá como una acreencia solidaria y se requerirá la firma de cualquiera de los Tenedores Registrados de dicho VCN; y si no se utiliza alguna de estas expresiones o se utiliza cualquiera otra que no indique claramente los derechos y obligaciones de cada uno, se entenderá como una acreencia mancomunada y por lo tanto se requerirá firma de todos los Tenedores de dicho VCN que aparecen en el Registro.

(iii) En caso de muerte o incapacidad del Tenedor Registrado se tendrá a su guardián, tutor, albacea u otra persona que de acuerdo con las leyes de su último domicilio tenga a su cargo la administración y disposición de sus bienes como el representante legítimo del Tenedor Registrado.

(iv) Si el Tenedor Registrado es una persona jurídica se tendrá como su representante a las personas que de acuerdo a las leyes del país de su constitución tengan la facultad para administrar los bienes de dicho ente jurídico.

b) **Traspaso de VCNs**

En el traspaso de los VCNs el Agente de Pago aplicará las reglas siguientes:
(i) Los VCNs solo son transferibles en el Registro.
(ii) Los traspasos se harán mediante cesión al dorso del VCN o cualquier otro instrumento de cesión aceptable al Agente de Pago.
(iii) El instrumento de cesión debe ser firmado por el Tenedor Registrado o su apoderado legal y el cesionario. El Agente de Pago, podrá anotar el traspaso si a su juicio las firmas aparentan a simple vista ser auténticas, pudiendo sin embargo exigir que las firmas del cedente y/o del cesionario sean autenticadas por un notario público de la República de Panamá, un cónsul de la República de Panamá o un banco en el exterior que garantice que se trata de una firma auténtica.
(iv) El cedente o el cesionario deberá entregar el VCN original al Agente de Pago.
(v) El Agente de Pago no aceptará solicitudes de registro de transferencia de un VCN en el Registro dentro de los diez (10) Días Hábiles inmediatamente precedentes a cada Día de Pago de Interés o Fecha de Vencimiento.

(vi) El Agente de Pago podrá aceptar cualquier documentación que acredite lo anterior si actuando de buena fe se considera que la documentación es genuina y suficiente y podrá exigir cuanta documentación estime conveniente para acreditar lo anterior a su satisfacción.

(vii) El Agente de Pago, además, podrá exigir que se le suministren opiniones de abogados idóneos como condición para tramitar el traspaso de propiedad de un VCN. El costo de estos dictámenes correrá por cuenta de la persona que solicite el traspaso, canje o reposición.

(viii) El Agente de Pago podrá negarse a registrar el traspaso de un VCN cuando razonablemente creyese que la persona que comparece ante él no es Tenedor Registrado de dicho VCN o su legítimo apoderado, o que se trata de un documento falsificado o no genuino o por razón de una orden expedida por una autoridad competente.

c) **Reposición de VCNs**

Toda solicitud para la reposición de un VCN mutilado, destruido, perdido, robado, hurtado o indebidamente apropiado deberá ser dirigida por escrito al Agente de Pago con copia enviada al Emisor, acompañado de la fianza u otra garantía que para cada caso determine el Emisor y las pruebas que a satisfacción del Emisor y del Agente de Pago acrediten robo, hurto, destrucción, mutilación, pérdida o apropiación indebida, así como cualquiera otra documentación e información que soliciten el Emisor y/o el Agente de Pago. Una vez recibida la documentación anterior, el Emisor podrá autorizar al Agente de Pago a que reponga el VCN objeto de la solicitud de reposición. No obstante lo anterior, el Emisor siempre podrá exigir que se proceda mediante el trámite de un juicio de reposición de títulos, sin perjuicio de exigir las fianzas y garantías del caso.

d) **Canje de VCNs**

Siempre y cuando con respecto al mismo no pese ninguna orden de autoridad competente que imposibilite la negación del VCN, el Tenedor Registrado de dicho VCN podrá solicitar por escrito y bajo su firma (o la de su representante) al Agente de Pago que cambie uno o más VCNs por VCNs de menor o mayor denominación, múltiplos de Mil Dólares (US$1,000.00) moneda de curso legal de los Estados Unidos de América. La solicitud deberá indicar el número y denominación de los VCNs que desea canjear, así como, las nuevas denominaciones solicitadas, y deberá ser presentada en las oficinas principales del Agente de Pago. Dicha solicitud deberá estar acompañada por el VCN que se desea canjear debidamente endosados. Una vez presentada la solicitud de acuerdo con lo contemplado en esta Sección, el Agente de Pago procederá a anular los títulos canjeados y a entregar los VCNs sustituidos, los cuales deberán coincidir en cuanto a su valor nominal total con el del VCN canjeado.

e) **Cancelación**

El Agente de Pago anulará y cancelará todos aquellos VCNs que hubiesen sido reemplazados de conformidad con lo estipulado en este instrumento. Los VCNs anulados y cancelados no podrán ser reexpedidos.

9. Limitación de Responsabilidad

Nada de lo estipulado en este prospecto informativo y en los términos y condiciones del título global o macro título, obligará a Latinclear y a los Participantes, o podrá interpretarse en el sentido de que Latinclear y los Participantes garantizan a los Tenedores Registrados de los VCN, el pago de capital e intereses correspondientes a los mismos.

10. Dineros No Reclamados

Toda suma de dinero que haya sido puesta a disposición del Agente de Pago por el Emisor para cubrir los pagos de capital o intereses de los VCNs que no sea reclamada por los Tenedores Registrados de los VCNs dentro de un período de doce (12) meses siguientes a su fecha de vencimiento será devuelta por el Agente de Pago al Emisor y cualquier requerimiento de pago por

parte del Tenedor Registrado de un VCN deberá ser dirigido directamente al Emisor no teniendo el Agente de Pago responsabilidad alguna.

Las sumas de capital e intereses adeudadas por el Emisor de conformidad con los VCNs que no sean debidamente cobradas por sus Tenedores Registrados, o que sean debidamente retenidas por el Agente de Pago, de conformidad con los términos de los VCNs, la ley u orden judicial o de autoridad competente, no devengarán intereses con posterioridad a sus respectivas fechas de vencimiento.

Las obligaciones del Emisor estipuladas en los VCNs prescribirán de conformidad con la ley.

11. Notificaciones

Cualquier notificación o comunicación al Emisor o al Agente de Pago, Registro y Transferencia, deberá ser dirigida por escrito y entregada personalmente en las oficinas principales, en las direcciones detalladas a continuación:

EMISOR
Empresa de Distribución
Eléctrica Metro-Oeste S.A.
Edificio 812
Avenida Diógenes de la Rosa, Albrook
Ciudad de Panamá
Panamá, República de Panamá
Teléfono: 315-7600
Fax: 315-7696
Atención: Sr. José Luis Fernández
jlfernandez@ufpanama.com

AGENTE DE PAGO / CASA DE VALORES

Mundial Valores en Administración, S.A.
Edificio Credicorp Bank
Calle 50
Ciudad de Panamá,
Panamá, República de Panamá
Teléfono: 207-8490, 300-4790
Faxes: 207-8787, 207-8478
Atención: Gabriel Fábrega
gabriel.fabrega@mundialam.com

CENTRAL DE VALORES
CENTRAL LATINOAMERICANA DE VALORES (LATINCLEAR)
Avenida Federico Boyd
Edificio Bolsa de Valores de Panamá, S.A.
Planta Baja
Panamá, República de Panamá
Teléfono: 214-6105 / Fax: 214-6105

BOLSA DE VALORES
BOLSA DE VALORES DE PANAMÁ, S.A.
Avenida Federico Boyd
Edificio Bolsa de Valores de Panamá, S.A.
Planta Baja
Panamá, República de Panamá
Teléfono: 269-1966
www.panabolsa.com

ASESORES LEGALES
SUCRE, ARIAS & REYES
Edificio Sucre Arias & Reyes
Calle 61 y Calle Ricardo Arango
Urbanización Obarrio, Panamá
República de Panamá
Tel. 204-7900 Fax. 264-1168
Attn: Nadiuska López de Abood / Ernesto Eduardo Arias

sucre@sucre.net

AUDITORES EXTERNOS (ACTUALES)
PricewaterhouseCoopers Panamá
Avenida Samuel Lewis y Calle 55E
Urbanización Obarrio, Panamá
República de Panamá
Tel. 206-9200 Fax. 264-5627
Dirección Postal: Apartado postal 0819-05710
Zona El Dorado – República de Panamá
Attn: Víctor Delgado
Correo Electrónico: victor.delgado@pa.pwc.com

AUDITORES EXTERNOS

Avenida Roberto Motta
Costa del Este, Torre Capital Plaza - Piso 7
Apartado No. 0816 - 01558
Panamá; República de Panamá
Teléfono: (507) 303-4100
Fax: (507) 264-7124
Attn: Lesbia de Reyes
Correo Electrónico: lereyes@deloitte.com

Toda notificación o comunicación al Emisor o al Agente de Pago se considerará debida y efectivamente hecha en la fecha en que sea satisfactoriamente entregada al Emisor o al Agente de Pago de conformidad con lo establecido en esta Sección. El Emisor y el Agente de Pago podrán variar sus direcciones mediante notificación a la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. y a la Comisión Nacional de Valores.

Toda notificación o comunicación del Emisor o del Agente de Pago al Tenedor Registrado de un VCN deberá ser hecha, a opción del Emisor o del Agente de Pago, mediante envío por correo, porte pagado, a la última dirección del Tenedor Registrado que aparezca en el Registro o mediante publicación en dos diarios locales de amplia circulación, una vez en cada diario, en dos días hábiles distintos y consecutivos. La notificación o comunicación se considerará debida y efectivamente hecha en el primer caso en la fecha en que sea franqueada, independientemente de que sea o no recibida por el Tenedor Registrado y en el segundo caso en la fecha de la segunda publicación del aviso.

12. Pago de Capital

El Emisor a través del Agente de Pago, Registro y Transferencia pagará al Tenedor Registrado de cada Valor Comercial Negociable, el valor nominal de dicho Valor Comercial Negociable, en Dólares, en moneda de curso legal de los Estados Unidos de América, en un sólo pago en la Fecha de Vencimiento.

13. Precio de Venta

El Emisor anticipa que los Valores Comerciales Negociables serán ofrecidos inicialmente a la venta en el mercado primario al cien por ciento (100%) de su valor nominal. Sin embargo, el Emisor podrá autorizar que los Valores Comerciales Negociables sean ofrecidos en el mercado primario por un valor superior o inferior a su valor nominal, según la condiciones que presente la empresa o el

mercado financiero en dicho momento. Cada Valor Comercial Negociable será expedido contra el pago del precio de venta acordado para dicho Valor Comercial Negociable, (más intereses acumulados a la Fecha de Emisión), en moneda de curso legal de los Estados Unidos de América, a la fecha de compra. En caso de que la fecha de compra de un Valor Comercial Negociable sea distinta a la de un día de pago de intereses; al precio de venta de un Valor Comercial Negociable se le sumarán los intereses correspondientes a los días transcurridos entre la fecha de compra y el día de pago de intereses inmediatamente precedente (o fecha de emisión, sí se trata del primer Período de Interés).

14. Intereses

Tasa de Interés: El Emisor determinará la tasa de interés al momento de la emisión de la serie y la misma puede ser fija o variable. La tasa de interés fija será fijada al momento de la emisión de la correspondiente serie. La tasa de interés variable de los Valores Comerciales Negociables se determinará de acuerdo a la tasa LIBOR (London Interbank Market) a 3 meses más un margen que determinará el Emisor sobre su valor nominal. La tasa LIBOR es la tasa de referencia mayormente utilizada para cotizaciones de tasas de interés a corto plazo. La tasa de interés de los Valores Comerciales Negociables se revisará trimestralmente, hasta la fecha de vencimiento de los Valores Comerciales Negociables. Cada vez que el Emisor decida emitir una serie, incorporará al Prospecto Informativo dicha información a manera de Adenda informando a la Comisión Nacional de Valores con tres (3) días hábiles de anticipación, el día en que se emitirá la nueva serie
Los intereses serán pagados de forma trimestral.

Intereses Devengados: Cada Valor Comercial Negociable devengará intereses pagaderos respecto de su capital (i) desde la fecha de expedición si ésta ocurriese en un día de Pago de Interés o en la fecha de emisión, o en caso de que la fecha de expedición no concuerde con la de un día de Pago de Interés o con la fecha de emisión, (ii) desde el día de pago de interés inmediatamente precedente a la fecha de expedición (o desde la fecha de emisión si se trata del primer Período de Interés), hasta su respectiva fecha de vencimiento a la tasa de interés correspondiente.

Pago de Interés: Los intereses devengados por los Valores Comerciales Negociables serán pagados al Tenedor Registrado de forma trimestral o en la Fecha de Vencimiento de los VCNs, según lo determine el Emisor para cada serie, en dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América. Cada serie tendrá el mismo día de pago (cada uno, un “Día de Pago de Interés”) que podrá coincidir con cualquier otro o con todos los demás días de pago de las demás series. El período que comienza en la Fecha de Emisión y termina en el Día de Pago de Intereses inmediatamente siguiente a la Fecha de Emisión y así sucesivamente hasta la Fecha de Vencimiento se identificará como “Período de Interés”.

Si la Fecha de Vencimiento o un Día de Pago de Interés cayera en una fecha que no sea día hábil, la Fecha de Vencimiento o el Día de Pago de Interés deberá extenderse hasta el primer día hábil inmediatamente siguiente, pero sin extenderse el Período de Interés para los efectos del cómputo de los intereses para ese período y ni para el Período de Interés subsiguiente. El término “día hábil” significará todo día que no sea sábado, domingo, día nacional o feriado y en el que los bancos de licencia general estén abiertos para atender al público en la Ciudad de Panamá.

El EMISOR no garantiza que se mantenga el tratamiento fiscal actual, por lo que los inversionistas deberán estar anuentes que de darse algún cambio en el tratamiento fiscal dichos cambios serán deducidos de la tasa de interés fijada en la presente emisión

Cómputo de Intereses: Los intereses serán pagaderos con respecto a cada Valor Comercial Negociable y serán calculados por el Agente de Pago, Registro y Transferencia aplicando la tasa de interés a la suma de capital del Valor Comercial Negociable, multiplicando la cuantía resultante por el número de días calendario del Período de Interés, (incluyendo el primer día de dicho Período de Interés pero excluyendo el Día de Pago de Interés en que termina dicho Período de Interés), dividido

entre trescientos sesenta (360) días y redondeando la cantidad resultante al centavo más cercano (medio centavo redondeado hacia arriba).

Forma de Pago de Intereses: Todo pago de intereses de los VCNs se realizará, a opción del Tenedor Registrado (i) mediante cheque de gerencia emitido a favor del Tenedor Registrado del VCN o (ii) mediante crédito en una cuenta del Tenedor Registrado con una entidad financiera mutuamente aceptable o (iii) en caso de VCNs en custodia con LatinClear, un depositario internacional o una cada de compensación, mediante los mecanismos de pagos usuales de dicha institución o (iv) mediante cualquier otro mecanismo mutuamente aceptado. El Agente de Pago no tendrá obligación ni de recibir ni de actuar en base a notificaciones dadas por el Tenedor Registrado de un VCN con menos de diez (10) Días Hábiles de antelación a la fecha de pago de interés o de la respectiva Fecha de Vencimiento.

En caso que un Tenedor Registrado de un VCN solicite el pago de capital o intereses mediante envío de cheque por correo y el Agente de Pago lo acepte, el Agente de Pago no será responsable por la pérdida, hurto, destrucción o falta de entrega, por cualquier motivo, del antes mencionado cheque y tal riesgo será asumido por dicho Tenedor Registrado. La responsabilidad del Agente de Pago se limitará a enviar dicho cheque por correo al Tenedor Registrado a la dirección inscrita en el Registro con suficiente porte, entendiéndose que para todos los efectos legales el pago de intereses ha sido hecho y recibido satisfactoriamente por el Tenedor Registrado en la fecha de franqueo del sobre que contenga dicho cheque según el recibo expedido al Agente de Pago por la oficina de correo. En caso de pérdida, hurto, destrucción o falta de entrega del cheque, la cancelación y reposición del cheque se regirá por las leyes de la República de Panamá y cualesquiera costos y cargos relacionados con dicha reposición correrán por cuenta del Tenedor Registrado. En caso que el Tenedor Registrado escoja la forma de pago mediante crédito a su cuenta con el Agente de Pago el pago a capital o intereses será acreditado por el Agente de Pago a la cuenta que conste en el Registro a la Fecha de Vencimiento o en cualquier Día de Pago de Interés sin costo al Tenedor Registrado.

Intereses Moratorios: Si en la Fecha de Vencimiento o un Día de Pago de Interés, el pago del capital o intereses de un VCN, según corresponda, fuese indebidamente retenido o negado, el Emisor pagará al Tenedor Registrado de dicho VCN, como única indemnización y compensación, intereses sobre las sumas indebidamente retenidas o negadas, ya sea por razón de pagos de capital o intereses, a una tasa de interés anual equivalente a la “Tasa de Interés” más dos por ciento (2%) desde la fecha en que dicha suma de capital o interés, según sea el caso, venciere y sea pagadera hasta (i) la fecha en que dicha suma de capital o interés sea pagadera en su totalidad a la nueva presentación del VCN al Agente de Pago o (ii) el día hábil que el Emisor designe y notifique ser la fecha a partir de la cual dicho VCN debidamente presentado al cobro y no pagado será efectivamente e inmediatamente pagado a su nueva presentación al Agente de Pago, siempre y cuando dicho VCN sea efectivamente pagado en dicha nueva presentación. Los VCNs devengarán intereses hasta su Fecha de Vencimiento.

15. Modificaciones y Cambios

Toda la documentación que ampara esta Emisión, incluyendo estos términos y condiciones, podrá ser corregida o enmendada por el Emisor sin el consentimiento de los Tenedores Registrados de los VCNs con el propósito de remediar ambigüedades o para corregir errores evidentes o inconsistencias en la documentación. El Emisor deberá suministrar tales correcciones o enmiendas a la Comisión Nacional de Valores para su autorización previa su divulgación. Esta clase de cambios no podrá en ningún caso afectar adversamente los intereses de los Tenedores Registrados de los VCNs. Copia de la documentación que ampare cualquier corrección o enmienda será suministrada a la Comisión Nacional de Valores quien la mantendrá en sus archivos a la disposición de los interesados.

En el caso de cualquier otra modificación de los términos y condiciones de los VCNs y de la documentación que ampara esta Emisión, se requerirá el voto favorable de los Tenedores Registrados de los VCNs que representen por lo menos el cincuenta y un por ciento (51%) del saldo insoluto de capital adeudado a los Tenedores Registrados de los VCNs de cada serie y se deberán

aplicar las normas adoptadas por la Comisión Nacional de Valores en el Acuerdo No. 4-2003 del 11 de abril de 2003, el cual regula el procedimiento para la presentación de solicitudes de registro de modificaciones a términos y condiciones de valores registrados en la Comisión Nacional de Valores.

16. Ley Aplicable

La presente emisión está sujeta a las leyes de la República de Panamá.

B. PLAN DE DISTRIBUCIÓN DE LOS VCN

El Emisor y Mundial Asset Management han celebrado un contrato de colocación de VCNs mediante el cual Mundial Asset Management, ha sido nombrado como agente vendedor de los VCNs y el mismo se compromete a realizar su mejor esfuerzo para colocar la totalidad de los VCNs. Adicionalmente, Mundial Asset Management actuará inicialmente como Puesto de Bolsa para negociar los VCNs a través de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A.

Los VCNs serán colocados mediante ofertas públicas primarias a través de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. entendiéndose que los mismos serán ofrecidos única y exclusivamente en el mercado bursátil panameño.
El Emisor ha designado a Mundial Asset Management con oficina en Calle 50, Edificio Plaza Panamá, Piso 31, Oficinas B, Ciudad de Panamá, República de Panamá, teléfono (507) 225-2525 y fax (507) 225-7951, como Casa de Valores de los VCNs, la cual posee licencia de Casa de Valores, y se dedica al negocio de comprar y vender valores, sea por cuenta de terceros o por cuenta propia.

Las ventas de los VCNs efectuadas por los agentes de Mundial Asset Management causarán una comisión de un (0.25%) del valor nominal de los VCNs. La comisión de emisión primaria de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. será pagada por el Emisor con el producto de la venta de los VCNs.

Los VCNs serán ofrecidos al público inversionista en general, que incluye tanto a personas naturales como inversionistas institucionales. No se ha asignado ninguna serie de los VCNs a un grupo de inversionistas en particular ni se ha celebrado ninguna transacción por la que se prevea colocar en forma privada de ninguna serie a inversionistas institucionales.

Los VCNs no serán suscritos por accionistas mayoritarios, directores, dignatarios, ejecutivos, administradores, sociedades afiliadas, subsidiarias o controladoras del Emisor.

C. MERCADOS

La Oferta Pública de los Valores Comerciales Negociables ha sido registrada antes la Comisión Nacional de Valores mediante Resolución 148-10 de 29 de abril de 2010. Esta autorización no implica que la Comisión recomiende la inversión en tales valores ni representa opinión favorable o desfavorable sobre la perspectiva del negocio. La Comisión Nacional de Valores no será responsable por la veracidad de la información presentada en este prospecto o de las declaraciones contenidas en las solicitudes de registro.

Esta emisión de VCNs ha sido registrada en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., una bolsa de valores debidamente establecida y autorizada por la Comisión Nacional de Valores para operar en la República de Panamá. Copias de la documentación completa requerida para la autorización de esta oferta pública al igual que otros documentos que amparan y complementan la información presentada en este Prospecto pueden ser libremente examinadas por cualquier interesado en las oficinas de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. ubicadas en Ave. Federico Boyd y Calle 49, Edificio Bolsa de Valores de Panamá. No se contempla inscribir la emisión en otros mercados.

La Emisión no mantiene limitantes en cuanto al número de Tenedores, restricciones a los porcentajes de tenencia o derechos preferentes que puedan menoscabar la liquidez de los valores.

D. GASTOS DE LA EMISIÓN

La emisión mantiene los descuentos y comisiones siguientes:

	Precio de Oferta Al Público	Comisión de Venta (*)	Monto Neto al Emisor
Por Unidad	USD 1,000.00	USD 2.50	USD 997.50
Total	USD 50,000,000.00	USD 125,000.00	USD 49,875,000.00

(*) Comisión 0.25%

Adicionalmente el Emisor incurrirá en los gastos siguientes:

Comisiones o Gastos	Periodicidad	Monto	% Porcentaje
Agente de Pago, Registro y Transferencia	Anual	USD 20,000.00	
Estructuración de Prospecto y Gastos Legales	Inicio	USD 30,000.00	
Comisión de Colocación "Best Efforts"	Inicio	USD 125,000.00	0.25%
Tarifa de Registro de Oferta Pública (CNV)	Inicio	USD 7,500.00	0.015%
Tarifa de Registro BVP	Anual	USD 250.00	
Codigo ISIN asignado BVP	Inicio	USD 85.00	
Comisión de Mercado Primario BVP *	Inicio	USD 30,000.00	Estim
Tarifa de Consignación Central Latinclear	Inicio	USD 250.00	
Gastos de imprenta de Prospectos Informativos (Est)	Inicio	USD 1,500.00	
Gastos de Publicidad de la Oferta Pública	Inicio	USD 1,000.00	
Otros Gastos	Inicio	USD 2,500.00	
TOTAL GASTOS		USD 218,085.00	

El monto aproximado a recibir por parte del Emisor de colocarse la totalidad de los VCNs neto de comisiones y gastos sería de aproximadamente cuarenta y nueve millones setecientos ochenta y un mil novecientos veinticinco con 00/100 (US$49,781,915.00).

E. USO DE LOS FONDOS RECAUDADOS

El producto de la venta de los Valores Comerciales Negociable será utilizado para las necesidades de diversificación de fondos del Emisor.

El monto a recibir por parte del Emisor neto de comisiones y gastos es de aproximadamente US$49,781,925, siempre y cuando se coloque la totalidad de los VCN´s. La totalidad de los fondos recaudados de la Emisión será utilizada para cancelar deuda financiera. El Emisor ha planificado salir en tantas series como así lo estime el emisor y la demanda del mercado al momento de cada respectiva emisión y como premisa ha utilizado abonar la facilidad de mayor costo, por lo cual, el producto neto de esos VCN´s será cancelar el saldo de la facilidad de sobregiro que mantiene en nuestro banco concentrador.

Los fondos no serán utilizado directa o indirectamente para adquirir activos.

Los fondos no serán utilizados para financiar adquisiciones de establecimientos comerciales o personas jurídicas.

Al 31 de diciembre de 2009, las principales relaciones de financiamiento bancario que mantiene el Emisor se detallan a continuación, todos los montos se expresan en balboas:

DEUDA BANCARIA	Vencimiento	Saldo
Deuda Financiera Corto Plazo		**37,845,010**
The Bank of Nova Scotia	1 año	5,072,729
HSBC Bank (Panamá), S.A.	1 año	1,553,410
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	1 año	3,209,906
Banco Aliado, S.A.	1 año	9,830,117
Citibank, NA	1 año	2,500,000
Banco Nacional de Panamá.	1 año	15,000,000
Sobregiros ocasional en libros		
Citibank, NA	1año	671,872
The Bank of Nova Scotia	1 año	6,976
Deuda Financiera Largo Plazo		**77,000,000**
Banco General, S.A.	Junio 2014	20,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	Junio 2011	10,000,000
HSBC Bank (Panamá), S.A.	Junio 2011	20,000,000
BNP Paribas Sucursal Panamá	Diciembre 2012	27,000,000
TOTAL DE PRESTAMOS		**114,845,010**
TOTAL DE DEUDA BANCARIA		**114,845,010**

* Los préstamos y sobregiros han devengado una tasa de interés promedio en el año 2009 de 5.09%.

F. IMPACTO DE LA EMISIÓN

La presente Emisión de Valores Comerciales Negociables es parte integral de la estrategia financiera de Unión FENOSA. Si la presente Emisión fuese colocada en su totalidad, la posición financiera del Emisor quería así, todos los montos se expresan en balboas:

Empresa de Distribucion Electrica Metro – Oeste, S. A.

Al 31 de Diciembre de 2009

PATRIMONIO Y PASIVOS	Antes de la emisión	Después de la emisión
Deuda financiera	37,845,010	7,845,010
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	87,761,501	87,761,501
Otros pasivos corrientes	10,339,784	10,339,784
Total Pasivo Corriente	***135,946,295***	***105,946,295***
Bonos por pagar		
VCN´s emitidos	-	50,000,000
Menos Costo de la emisión	-	
VCN´s por pagar neto	-	**50,000,000**

Deuda financiera	77,000,000	57,000,000
Pasivos por impuestos diferidos	6,760,242	6,760,242
Otros pasivos no corrientes	46,501,537	46,501,537
Provisiones para contingencias	1,000,000	1,000,000
Total Pasivo No Corriente	***131,261,779***	***161,261,779***
Pasivo Total	**267,208,074**	**267,208,074**
PATRIMONIO NETO	**118,032,254**	**118,032,254**
PATRIMONIO Y PASIVO TOTAL	**385,240,328**	**385,240,328**

Deuda Total/Patrimonio	2.26	2.26

G. GARANTIAS

Los Valores Comerciales Negociables no está garantizada y los mismos solamente están respaldados por el crédito general de EDEMET S.A..

IV. INFORMACION DEL EMISOR

A. HISTORIA Y DESARROLLO DE EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A.

1. Descripción y Estructura Corporativa

El Emisor es una sociedad anónima debidamente organizada y existente de conformidad con las leyes de la República de Panamá constituida mediante Escritura Pública Número 142 de 19 de enero de 1998, de la Notaria Segunda del Circuito de Panamá, inscrita en la Ficha 340436, Rollo 57983, Imagen 2, de la Sección de Micropelículas (Mercantil) del Registro Público.Desde su organización, el Emisor ha reformado en varias ocasiones disposiciones de su Pacto Social. Dichas reformas se encuentran debidamente inscritas en el Registro Público.

El Emisor es una empresa dedicada a la compra de energía en bloque, transporte de energía por las redes de distribución, transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los clientes finales, comercialización de energía a los clientes y la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada. De igual manera, la Empresa tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antes Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) Conforme al respectivo contrato de concesión, la Empresa tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía a los clientes ubicados dentro de la zona de concesión, que abarca áreas de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos y el área oeste de la provincia de Panamá.

El Emisor tiene tanto su razón social como razón comercial bajo Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. La existencia de la sociedad emisora es de once (11) años. La oficina principal de la Empresa está ubicada en Albrook, Avenida Diógenes De La Rosa, Edificio No.812, apartado postal 0843-01072 Balboa, Ancón Panamá, teléfono 315-7600 y sitio web: www.ufpanama.com.

2. Historia y Organización

El Emisor es 51% propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A., mientras que el gobierno panameño y los empleados de la Empresa poseen un 48% y 1%, respectivamente. Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A., es parte de Unión Fenosa, S.A.- España, la cual a través de contrato de operación firmado con Unión Fenosa Internacional, S.A., efectúa la gestión integral de la Empresa, con plenos poderes funcionales, operativos y gerenciales en la empresa.

Es importante mencionar que el 7 de septiembre del 2009 en España se ha finalizado el proceso de fusión en el cual Gas Natural S.A. adquiere las acciones de Unión Fenosa S.A., por lo que se termina el proceso de adquisición de la eléctrica por la gasista después de un proceso de 14 meses, con la firma del acuerdo de compraventa.

Tras la operación el grupo energético tiene presencia en más de 23 países y tiene más de 20 millones de clientes en todo el mundo, ocupa el primer lugar en la integración de gas y electricidad en España y Latinoamérica, y es el segundo operador mundial en el mercado de gas natural licuado (GNL).

Para el caso de Panamá se conserva el nombre comercial de Unión Fenosa y se mantiene el nombre de la sociedad Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A (EDEMET), aunque ya se encuentre integrado en el Grupo Gas Natural S.A.

Siguiendo con la historia del Emisor, hace once años, el Gobierno Panameño, inmerso en un amplio proyecto de privatización, reestructuró el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) en 8 empresas que se repartieron las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. De las tres empresas de distribución resultantes, UNIÓN FENOSA adquirió dos: EDEMET, S.A. (Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.) y EDECHI, S.A. (Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A.).

Con estas dos empresas, UNIÓN FENOSA conseguía la distribución del suministro eléctrico en el 70% del país, alrededor de 307.000 clientes que hoy, gracias a una acertada gestión, se han convertido en 452,696 clientes de los cuales 346,952 pertenecen a EDEMET, S.A. y 105,744 a EDECHI, S.A.

La Empresa de Distribución Eléctrica UNION FENOSA EDEMET ha invertido desde que tomó la gestión de las empresa más de US$.263.5 millones en mejorar la arquitectura de la red eléctrica en Panamá que consiste en optimizar maniobras en la red, elevar la calidad de servicio brindado, disminuir costes de mantenimiento y reducir el nivel de pérdidas técnicas. A partir del 98 se abordó un ambicioso plan de inversiones con el fin de dotar a Panamá de un sistema de distribución eléctrico moderno y confiable. Once años después, nuestro país es el líder regional en este sector. Al avanzado Centro de Operaciones de Red (COR) que mantiene información tiempo real de las instalaciones telecontroladas, esquemas unifilares de SSEE y CCTT, datos de evolución de las cargas en las salidas de MT y detección de alarmas en los ITC, se une el Laboratorio de Medidas, de cables forrados ecológicos, grupo electrógenos móviles, protecciones digitales, interruptores de telecontrol de la red de media tensión, centros de maniobras telecontrolados, subestaciones de tipo modular, nuevos transformadores, medidores, postes, crucetas, kilómetros cableado. Solo en renovación de subestaciones, se han invertido cerca de US$34 millones que han asegurado la calidad y confiablilidad del servicio a los ciudadanos de Panamá.

La adquisición de sofisticados equipos de telecontrol, así como la implantación del sistema SCADA para operar eficientemente la red de distribución, puesta en servicio de nuevas instalaciones, aplicación de planes de emergencia, autorización de descargos, análisis de incidencias de la explotación, coordinación para la corrección de incidencias en la red y conseguir altos niveles de calidad en el servicio. Además se ha instalado un nuevo sistema de desconexión automática de carga por baja frecuencia y baja tensión, que mejora la seguridad del sistema integrado ante fallos en la generación y la transmisión, afectando así a un menor número de clientes.

La Empresa ha priorizado en su gestión la instalación de 85,761 luminarias, además de brindar el mantenimiento a la red de las mismas, superando las exigencias de calidad de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antiguo Ente Regulador.

UNION FENOSA EDEMET inició en abril 2005 la construcción de la nueva Subestación Centro Bancario y concluyendo en noviembre del mismo año, la subestación tiene un diseño compacto único en la región, con tecnología de punta desarrollada en países como España, Estados Unidos, Suiza y Alemania. La obra forma parte del Plan de Inversión en Alta Tensión en la Ciudad Capital, cuya inversión total fue del orden de los 13 millones de dólares.

El proyecto obedece a las medidas que adopta la empresa ante el crecimiento de la demanda en la Capital, aunada a la reciente construcción de importantes Centros Comerciales y al repunte en la construcción en Punta Pacífica.

Esta obra está edificada en el sector de Obarrio, inversión estimada en 6.5 millones de dólares y cuenta con la última tecnología propia de las subestaciones tipo blindadas, las cuales presentan ventajas en cuanto a la versatilidad de ampliación según el crecimiento de la población, requisitos de espacio mínimo y total adaptación al entorno urbano, altos estándares de seguridad y tendrá un impacto ambiental nulo.

La infraestructura permite la liberación de carga de las tres subestaciones más importantes que opera UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la Ciudad Capital: Locería, Marañón y San Francisco, a fin de que éstas puedan crecer en sus respectivas áreas. Igualmente la nueva subestación es totalmente controlada desde el Centro de Operación de Red de la Empresa ubicado en Albrook.

Por otra parte, el alcance de esta importante obra terminada en noviembre de 2005, incluye la construcción de una línea subterránea de doble circuito en 115,000 voltios que inicia desde la Subestación Locería hasta la nueva Subestación Centro Bancario con una inversión aproximada de 3.0 millones de dólares. Adicional a estas obras, se construyó la línea subterránea en 115,000 voltios S/E Centro Bancario a la S/E San Francisco a un costo de 3.0 millones de dólares

Para preservar el medio ambiente de un país tan bello como Panamá, en el que se encuentra el segundo pulmón verde de América, UNIÓN FENOSA EDEMET consciente de su compromiso ambiental, estableció una política ambiental como eje fundamental de su gestión. La política ambiental de la empresa refleja los diferentes principios que se orientan a la prevención de la contaminación, el cumplimiento de requisitos legales, la formación de nuestro personal, incluyendo las contratas y siempre emprender acciones para mejorar continuamente nuestra operación. En UNIÓN FENOSA EDEMET contamos con un sistema de gestión ambiental, basado y certificado en la norma ISO 14001:2004, siendo la primera empresa eléctrica en certificarse en la República de Panamá. Este sistema de gestión ambiental controla desde el punto de vista ambiental todas las actividades de la organización, la distribución y la comercialización de la energía. En el marco de este sistema se tienen contemplados una serie de programas de gestión ambiental, entre los que podemos citar la implementación de sistemas contención en subestaciones para prevenir derrames, la disminución de incidencias en la red causada por animales, a través de la instalación de protectores de fauna, la disminución y control de gases de efecto invernadero como el Hexafluoruro de Azufre, el programa de reforestación en escuelas y parques nacionales y el programa de eficiencia energética.

Paralelamente a las acciones que realizan desde el punto de vista ambiental, también se llevan a cabo acciones para la gestión de la calidad. Para ello, la organización estableció un sistema de gestión de la calidad, basado en la norma ISO 9001, el cual fue certificado en el año 2006. Se han planteado y mejorado los procesos de la organización, al igual que orientan hacia la mejora continua en la atención al cliente.

Todas las decisiones de UNIÓN FENOSA, EDEMET que puedan afectar al Medio ambiente, desde la planificación hasta la operación de nuestras instalaciones, se toman teniendo en cuenta sus efectos sobre el entorno.

A continuación se presenta un estado de capitalización y endeudamiento del Emisor, al 31 de diciembre de 2009 comparativo con cifras auditadas al 31 de diciembre de 2008 y 2007. Todos los montos se expresan en balboas:

Pasivos e Inversión de Accionistas	**31-dic.-09**	**31-dic.-08**	**31-dic.-07**
Pasivos corrientes	**135,946,295**	**139,887,857**	**112,931,712**
Deuda financiera	37,845,010	73,229,200	34,801,516
Cuentas por pagar Afiliadas	4,427,385	5,279,303	7,381,264
Cuentas por pagar comerciales	83,334,116	54,421,934	61,687,510
Otros pasivos corrientes	10,339,784	6,957,420	9,061,422
Pasivos no corrientes	**131,261,779**	**131,434,572**	**135,277,990**
Deuda financiera	77,000,000	77,000,000	85,946,805
Impuestos diferidos	6,760,242	10,639,623	9,485,091
Provisión para contingencias	1,000,000	1,000,000	1,300,000
Otros pasivos no corrientes	46,501,537	43,627,219	38,546,094
Total de Pasivos	**267,208,074**	**271,322,429**	**248,209,702**
Inversión de Accionistas			
Capital suscrito	83,239,557	83,239,557	83,239,557
Acciones en Tesorería	(604,694)	(604,694)	(604,694)
Reservas de capital	5,099,236	5,099,236	5,099,236
Utilidades no distribuidas	30,298,155	27,684,514	38,745,148
Total Inversión de Accionistas	**118,032,254**	**115,418,613**	**126,479,247**
Total de Pasivos y Inversión de Accionistas	**385,240,328**	**386,741,042**	**374,688,949**
Pasivos / Inversión de Accionistas	**2.26**	**2.35**	**1.96**

A continuación se presenta un estado de resultados al 31 de diciembre de 2009 comparativo con 2008 y 2007, todas cifras auditadas reflejadas en balboas:

	31-dic-09	31-dic-08	Var % 09-08	31-dic-07	Var % 08-07
Estado de Resultado					
Ingresos	492.635.680	567.521.420	-13,20	453.517.240	25,14
Aprovisionamientos	-399.033.881	-480.947.975	-17,03	-358.782.990	34,05
Gastos de Personal	-8.442.253	-6.480.065	30,28	-6.464.527	0,24
Otros Gastos	-25.539.118	-25.776.207	-0,92	-26.363.505	-2,23
Depreciación y amortización	-14.831.784	-14.005.528	5,90	-14.192.486	-1,32
Ganancia en operaciones	44.788.644	40.311.645	11,11	47.713.732	-15,51
Gastos financieros	-9.810.014	-7.997.010	22,67	-6.561.366	21,88
Ingresos financieros	1.599.682	1.202.021	33,08	1.162.791	3,37
Participación en el resultado de asociada	-	-	-	753.763	-100,00
Utilidad antes del Impuesto sobre la renta	36.578.312	33.516.656	9,13	43.068.920	-22,18
Impuesto sobre la renta	-11.046.811	-10.272.541	7,54	-12.367.929	-16,94
Utilidad neta	25.531.501	23.244.115	9,84	30.700.991	-24,29

A continuación se presenta los activos al 31 de diciembre de 2009 comparativo con 2008 y 2007, todas cifras auditadas reflejadas en balboas:

	31-dic-09	31-dic-08	Var % 09-08	31-dic-07	Var % 08-07
Activos Activos no circulantes					
Inmovilizados materiales	294.360.498	289.458.539	1,69	275.379.890	5,11
Activos intangibles	3.200.826	2.954.324	8,34	2.244.817	31,61
Inversión en asociada	-	-	-	4.576.820	-100,00
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	951.312	-100,00
Otros activos no circulantes	1.718.918	1.659.807	3,56	1.323.730	25,39
Total activos no circulantes	299.280.242	294.072.670	1,77	284.476.569	3,37
Activos circulantes					
Clientes y otras cuentas por cobrar, neto	82.171.423	86.348.679	-4,84	73.218.741	17,93

Otros activos circulantes	**233.394**	**2.976.940**	**-92,16**	**11.897.704**	**-74,98**
Efectivo	**3.555.269**	**3.342.753**	**6,36**	**5.095.935**	**-34,40**
Total activos circulantes	**85.960.086**	**92.668.372**	**-7,24**	**90.212.380**	**2,72**
Total activos	**385.240.328**	**386.741.042**	**-0,39**	**374.688.949**	**3,22**

Al 31 de diciembre de 2009, las principales relaciones de financiamiento bancario que mantiene el Emisor se detallan a continuación todas reflejadas en balboas:

DEUDA BANCARIA	**Vencimiento**	**Saldo**
Deuda Financiera Corto Plazo		**37,845,010**
The Bank of Nova Scotia	1 año	5,072,729
HSBC Bank (Panamá), S.A.	1 año	1,553,410
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	1 año	3,209,906
Banco Aliado, S.A.	1 año	9,830,117
Citibank, NA	1 año	2,500,000
Banco Nacional de Panamá.	1 año	15,000,000
Sobregiros ocasional en libros		
Citibank, NA	1año	671,872
The Bank of Nova Scotia	1 año	6,976
Deuda Financiera Largo Plazo		**77,000,000**
Banco General, S.A.	Junio 2014	20,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	Junio 2011	10,000,000
HSBC Bank (Panamá), S.A.	Junio 2011	20,000,000
BNP Paribas Sucursal Panamá	Diciembre 2012	27,000,000
TOTAL DE PRESTAMOS		**114,845,010**
TOTAL DE DEUDA BANCARIA		**114,845,010**

* Los préstamos y sobregiros han devengado una tasa de interés promedio en el año 2009 de 5.09%.

Gobierno Corporativo

El Emisor cumple con los parámetros de Gobierno Corporativo establecidos por la Comisión Nacional de Valores mediante Acuerdo 12-03. Ver documento adjunto.

B. CAPITAL ACCIONARIO

1. Del Capital

Al 31 de diciembre de 2009, el capital autorizado del Emisor consiste en 50,000,000 acciones comunes, nominativas, emitidas y en circulación sin valor nominal.

Cada acción común tiene derecho a un (1) voto en todas las junta generales de accionistas y fueron emitidas en forma nominativa.

Al 31 de diciembre de 2009 no existían acciones suscritas sin emitir y el Emisor contaba con 87,333 acciones en tesorería con un valor en libros de B/.604,694.

Al presente no existe compromiso de incrementar el capital social del Emisor en relación con derechos de suscripción, obligaciones convertibles u otros valores en circulación.

EL EMISOR no ha pagado en los últimos 5 años mas del diez por ciento (10%) del capital con bienes que no sean efectivo.

Todas las acciones de **EL EMISOR** se encuentran emitidas y completamente pagadas.

C. Pacto Social y estatutos del Emisor.

A continuación se presentan las modificaciones realizadas al Pacto Social y a los Estatutos del Emisor:

No.	ESCRITURA	NOTARIA	ACTO	COMENTARIOS	DATOS DE INSCRIPCIÓN
1	142 de 19 de enero de 1998	2	Pacto Social	Se constituye la Sociedad Anónima denominada Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A.	Inscrita a la Ficha 340436 Rollo 57983 de 22 de enero de 1998
2	5958 de 15 de junio de 2001	8	Estatutos	Se protocoliza Certificado de Asamblea de Accionistas de Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A.	

D. DESCRIPCION DEL NEGOCIO

1. Giro Normal del Negocio

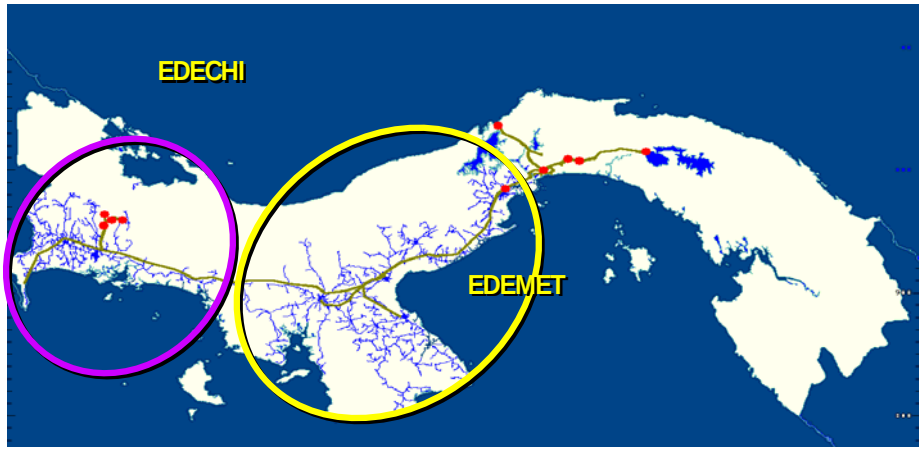
El negocio de **EL EMISOR** es el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, contribuyendo con el desarrollo y crecimiento socioeconómico del país, a través de nuestros valores corporativos, y estrategias dirigidas especialmente a satisfacer y superar las expectativas del cliente.

Zona de Concesión

La Zona de Concesión es el área geográfica en la cual el CONCESIONARIO (EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO-OESTE S.A.) está autorizado a instalar, tener en propiedad, administrar y explotar las redes de distribución y comercialización existentes y por construir. Los límites de la Zona de Concesión y de la Zona de Influencia, para la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A., se enmarcan dentro de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, la parte de la provincia de Panamá al Oeste del Canal de Panamá, y la parte Oeste de la ciudad de Panamá, incluyendo el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, el Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya (según se indica en el Anexo C de este Contrato).

Para la Zona de Concesión, se establecerán los límites dentro de un rango comprendido entre quinientos (500) metros y tres mil (3,000) metros de las líneas eléctricas existentes y de aquellas en construcción, cuyos contratos estén perfeccionados o en ejecución a la entrada en vigencia de este

Contrato, de cualquier tensión, que antes de la fecha de este Contrato eran de propiedad u operados por el IRHE. Para la Zona de Influencia, se establecerán los límites dentro de un rango comprendido entre cinco mil (5,000) metros y diez mil (10,000) metros del límite de la Zona de Concesión.



Regimen tarifario

El Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad y del Servicio de Alumbrado Público establece las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas sujetas a regulación. Las empresas prestadoras del servicio público de Distribución y Comercialización de Electricidad deben presentar, para aprobación de la ASEP, pliegos tarifarios de aplicación a los clientes regulados y tarifas por uso de redes de distribución, siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en el Régimen Tarifario.

El Régimen Tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia. Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar, siempre, tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste. Por equidad se entiende que cada consumidor tiene derecho al mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, solamente si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son similares. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus intereses. Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán de modo que se facilite su comprensión, aplicación y control. Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.

Las tarifas están estructuradas de acuerdo al nivel de voltaje en que se encuentre el cliente:

- Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios. Los clientes con demanda menor o igual a 15 kW mensuales, se les facturará con la Tarifa Simple BTS. Los clientes con demanda mayor de 15 kW mensuales pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH).
- Los clientes con demanda máxima mensual mayor a 15 kW, conectados en voltajes mayores que 600V y menores que 115kV pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima MTD o la Tarifa por Bloque Horario MTH.
- Esta tarifa es aplicable a todo cliente con demanda máxima mensual mayor a 15 kW que la solicite, conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta del sistema eléctrico o en período fuera de punta.

Ajustes Tarifarios

Los cargos tarifarios aprobados durante cada período tarifario se ajustan semestralmente siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en el Régimen Tarifario. Los cargos tarifarios relacionados con la distribución, comercialización y alumbrado público se ajustan por las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC); y los cargos relacionados a los costos de abastecimiento (transmisión, pérdidas de transmisión y generación), así como los de la pérdidas de distribución, se ajustan en función de los costos de abastecimiento esperados según lo establecido en los pliegos tarifarios de transmisión, de los contratos de suministro de potencia y energía vigentes y de las estimaciones de costos en el mercado mayorista determinados por el CND.

Clausula de Variación de Combustible (CVC)

El Régimen Tarifario establece un cargo adicional denominado “Variación por Combustible”, el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado, el que es actualizado mensualmente.

Fondo de Estabilización Tarifaria

Con el propósito de estabilizar los precios de la energía eléctrica a los consumidores finales, mediante la Resolución de Gabinete 6 de 28 de enero de 2004 se autorizó la suscripción de un Contrato de Fideicomiso entre el Ministerio de Economía y Finanzas y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para la constitución de un Fondo de Estabilización Tarifaria. Adicional a este Fondo de Estabilización Tarifaria, el Gobierno Nacional, implementó una política energética para el período diciembre 2008 a diciembre de 2009, por medio de la cual se mantiene el Cargo por Variación de Combustible en un valor menor o igual a cero. Para ello llevó a cabo una operación de cobertura de riesgos, que cubre aquellos sobrecostos ocasionados por un precio del bunker del golfo mayor de US$50.00, en cuyo caso, el cliente recibe en su facturación un “Fondo de Estabilización Tarifaria-CVC” equivalente al monto del CVC.

Estaciones Climáticas

Las estaciones climáticas no afectan de manera directa al Emisor, pero indirectamente sí, ya que las empresas de generación hidráulica durante los meses de estación seca o un año con presencia del Fenómeno del Niño pueden ver disminuidos sus embalses y por consiguiente las mismas (centrales) no podrían operar a su máxima capacidad, ocasionando que se incremente el requerimiento de energía eléctrica generada por centrales térmicas o que se importe energía .

De presentarse una situación crítica (sequía) o de disminución de los niveles de los lagos, el Gobierno por intermedio de la ASEP y de la Secretaría Nacional de Energia podrían establecer racionamiento de electricidad por medio de apagones escalonados u otros tipo de medidas que afectan al Emisor en su capacidad de distribuir energía eléctrica.

Clientes Especiales

EL EMISOR no tiene ningún cliente que represente mas del diez por ciento (10%) del negocio.

E. DESCRIPCION DE LA INDUSTRIA

1. La Industria Energética en Panamá

La ley de electricidad establece las entidades y actores que pueden participar en el suministro de electricidad en el sistema interconectado nacional así como funciones y responsabilidades. Estos incluyen:

- **Secretaría Nacional de Energía,** es la encargada de formular, planificar estratégicamente y establecer las políticas del sector energía e hidrocarburos; vela por el cumplimiento de las políticas energéticas que se establezcan en el sector energía; asesora al Órgano Ejecutivo en las materias de su competencia; y propone la legislación necesaria para la adecuada vigencia de las políticas energéticas y la ejecución de la estrategia.

- **Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)**, controla, dirige y ordena la prestación de los servicios públicos, en cumplimiento de las atribuciones que le otorga la Ley. Entre otras funciones, norma, dicta reglas y actos ejecutorios, controla su cumplimiento, sanciona, soluciona conflictos, concilia, media, fiscaliza, interviene y arbitrar. Fiscaliza las actividades de los prestadores de servicios públicos a fin de asegurar el cumplimiento de todas las obligaciones que les impone la Ley, las leyes sectoriales este Decreto, sus respectivos contratos de concesión y cualesquiera otras normas reglamentarias aplicables, con el propósito de que los usuarios reciban un servicio de calidad, continuo, eficiente y a precios justos y razonables.

- **Oficina de Electrificación Rural (OER),** evalúa las opciones para la prestación del servicio en el área respectiva, a través de mecanismos de mercado, en la medida de lo posible, entendiéndose que la mejor opción será aquella que requiera el menor subsidio de inversión inicial de parte del Estado.

- **Empresas generadoras**, las cuales pueden producir energía eléctrica en plantas de generación conectadas al sistema interconectado, realizar intercambios de energía a corto plazo en la operación integrada, efectuar contratos de venta de energía en bloque para las distribuidoras y comercializar energía para grandes clientes;

- **La Empresa de Transmisión (ETESA)**, que tiene las funciones de elaborar el plan de expansión para el sistema interconectado nacional, contratar el suministro de energía a largo plazo para atender la demanda del sistema interconectado nacional, efectuar la operación integrada de éste, y construir, mantener y operar la red de transmisión nacional;

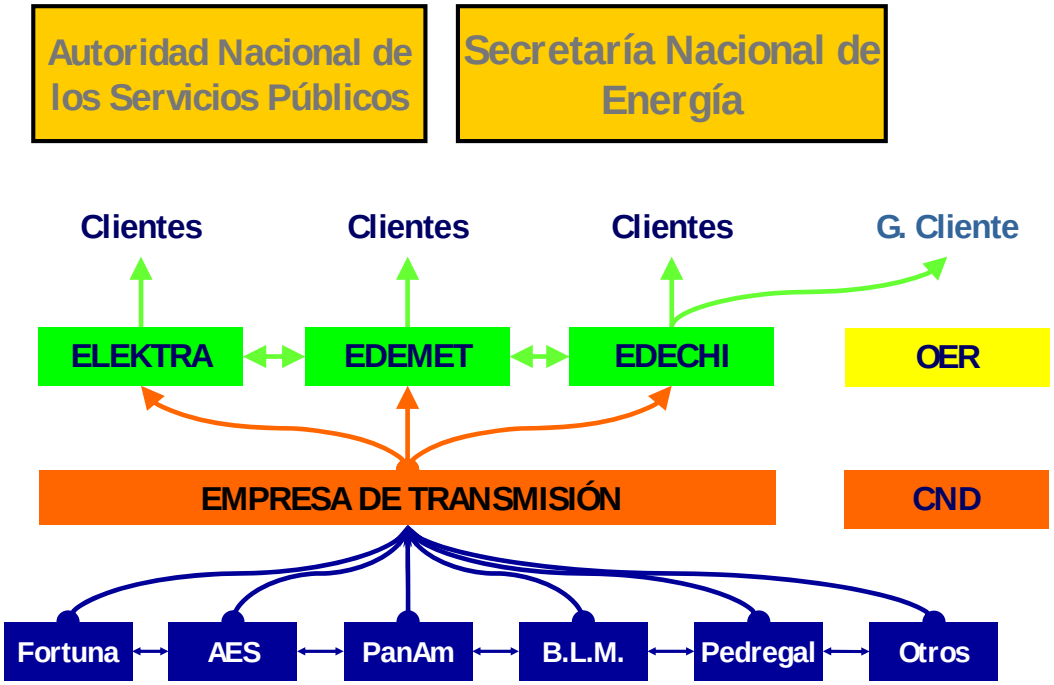
- **Las empresas distribuidoras**, que tienen las funciones de transportar la energía por redes de distribución hasta los puntos de consumo y de comercializar la energía;

- **Los grandes clientes**, que pueden contratar libremente su suministro de electricidad con otros agentes del mercado.

- **Las empresas localizadas en el extranjero**, que pueden realizar intercambios internacionales de electricidad utilizando la red de interconexión.

- **Los autogeneradores y cogeneradores**, que podrán generar energía para su propio consumo, vender excedentes en el sistema interconectado nacional y comprar servicios de respaldo del sistema interconectado nacional.

Las empresas con plantas e instalaciones localizadas en el territorio nacional, deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de una sola de las actividades ya sea generación, transmisión o distribución. Las actividades de transmisión y de operación integrada del Sistema Integrado Nacional, sólo son realizadas por la Empresa de Transmisión (ETESA). La actividad de comercialización debe ser realizada en conjunto con la actividad de distribución, excepto en el caso de los generadores, que pueden comercializar directamente con los grandes clientes. La actividad de distribución sólo puede realizarse en forma conjunta con actividades de transmisión y generación, previa la adecuada separación contable y de gestión en los sistemas aislados y dentro del límite de quince por ciento (15%) de la demanda atendida en su zona de concesión.



Mercado Mayorista

El mercado eléctrico es un mercado de oferta y demanda donde los generadores deben competir para ganarse un contrato de compraventa de energía y/o potencia en actos públicos o venden energía a grandes consumidores o al mercado ocasional. El Mercado Eléctrico es supervisado por el Grupo de Vigilantes del Mercado, que esta integrado por tres expertos independientes, que se reúnen cada tres meses con todos los agentes del mercado y presentan sus informes correspondientes a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, el cual los evaluará para gestionar los ajustes de requerirse mediante audiencia pública. Otro mecanismo de ajuste a las reglas comerciales es a través del Comité Operativo que está integrado por todos los agentes del mercado y los grandes clientes, en donde se pueden presentar solicitudes de modificaciones a las reglas y someterlas a la consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el cual las puede acoger y someter a una audiencia pública previo a su implementación.

El mercado de generación eléctrica lo componen los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos o de otras fuentes de energía, que están interconectados a través del sistema de transmisión de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), e inyectan energía en KWh y potencia en KW. La

energía es transmitida por ETESA a las empresas de distribución que a su vez la hacen llegar a las empresas, residencias y demás usuarios del servicio eléctrico.

El mercado de contratos corresponde a las compras o ventas de energía y/o potencia entre generadores, distribuidores y grandes clientes. De acuerdo al diseño del modelo de mercado panameño, las distribuidoras deben licitar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados con potencia firme, la cual la realizan mediante actos públicos. Lo anterior significa que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados que le proporcionan estabilidad a los precios, y no los expone a la volatilidad de los precios del mercado ocasional de corto plazo. Deben anunciar sus licitaciones con al menos dos (2) años de antelación en condiciones normales, y preferiblemente 3 a 4 años de antelación para permitir la entrada de nuevos generadores con plantas nuevas cuyo período de construcción sea mayor y así aumentar la competencia en el mercado[1]. El mercado mayorista de electricidad, que incluye el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional, constituye el mecanismo de compra venta de energía y/o potencia entre los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y exportación).

El modelo básico adoptado por nuestro país establece competencia plena al mayoreo en la producción de energía eléctrica. Esta estructura entró en vigencia en Julio de 1998 y su administración quedó a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA). El CND administra el Mercado Mayorista de Electricidad basado en las Reglas Comerciales aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de los Servicios Públicos (ASEP). El Centro Nacional de Despacho (CND) administra las transacciones realizadas por los agentes del mercado correspondientes a compensaciones de potencia, servicios auxiliares, generación obligada, peajes de transmisión, entre otros. El Reglamento de Operaciones del Mercado Mayorista de Electricidad es el conjunto de normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)[2].

El mercado mayorista es el ámbito en el cual actúan, por un lado los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y por el otro, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía), realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía y/o potencia. Dicho mercado incluye el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional.

El Mercado de contratos es el conjunto de las transacciones de mediano y largo plazo de energía y/o potencia pactadas entre los agentes del mercado, en los cuales se acuerdan los términos y precios de la potencia y la entrega de energía. El Mercado ocasional es el ámbito en el que se realizan transacciones horarias de energía y de potencia de oportunidad que permite considerar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho, los compromisos contractuales y los niveles de oferta y demanda de energía y potencia en un determinado momento.

En el primer semestre de 2009 el 69.79 % de la energía comprada por las distribuidoras correspondió a energía comprada en contratos, mientras que el 30.21 % restante de las compras fueron efectuadas en el mercado ocasional. En el mercado de contratos, EDEMET compró el 60.33% de su energía, mientras que el 39.67 % la adquirió en el mercado ocasional. El total de la potencia firme contratada por las empresas de distribución en el primer semestre de 2009 fue de 926.04 MW. De estos, 406.32 MW, o sea el 43.88%, corresponde a los contratos suscritos por EDEMET. El 75% de la potencia firme contratada por EDEMET corresponde a contratos con empresas de generación hidroeléctrica, mientras que el restante 25% a la potencia firme suscrita en contratos con las empresas termoeléctricas.

Evolución de la Industria en el Mercado Local

[1] Ministerio de Economía y Finanzas, COPE
[2] Secretaría de Energía, http://www.mef.gob.pa/cope/index.htm

El servicio eléctrico en la República de Panamá fue brindado por el sector privado hasta el año 1961 cuando se creó el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), institución autónoma del Estado que paulatinamente con la nacionalización de la empresa norteamericana Cía. Panameña de Fuerza y Luz en el año 1972, y la incorporación del resto de las empresas a nivel nacional entre 1972 y 1978, logra cubrir el territorio nacional, con excepción de la hoy día Autoridad del Canal de Panamá.

En el año 1995 mediante la Ley 6 de ese año se permitió nuevamente la participación del sector privado en el subsector generación eléctrica, pero de manera parcial. Con la Ley 26 de 1996 se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Agua, Electricidad y Telecomunicaciones y con la Ley 6 de 1997, se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, a través de la cual se logra la reestructuración del IRHE y por ende, del sector eléctrico, en 8 empresas, cuatro de generación eléctrica, tres de distribución eléctrica y una empresa de transmisión eléctrica, (ETESA) donde el Estado es dueño del 100% de las acciones. Para tal efecto, se llevaron a cabo las licitaciones públicas para la venta de entre el 49% y 51% de las acciones de las empresas de generación y de distribución aludidas, donde se reservaron como opción para los empleados entre el 2% y el 10%, y el Estado permanecería con el remanente de acciones de estas empresas.[3] El 51% de las acciones de las distribuidoras Metro Oeste y Chiriquí fueron compradas por US$ 211.0 millones por la Distribuidora del Caribe (Unión Fenosa), mientras que el 51% de las acciones de Electra Noreste por Panama Group Distribution (Constelation Power), que ofertó US$ 89.0 millones.

Concluida la venta de las distribuidoras, el 18 de noviembre se licitaron las empresas generadoras, a saber, el 49% de las acciones de las hidroeléctricas Bayano, Fortuna y Chiriquí y el 51% de las acciones de la termoeléctrica Bahía Las Minas. La combinación de Bayano y Chiriquí fue comprada por AES Panamá por US$ 91.0 millones; Bahía Las Minas fue adquirida por Enron por US$ 91.0 millones, mientras que Fortuna pasó a manos de Ameritas Generation (Hydro Québec y El Paso) por US$ 118.0 millones. En el año 2002, con la puesta en operación de la tercera unidad de Bayano y el ingreso de la empresa de generación térmica Pedregal Power Company, la capacidad instalada, presentó un notorio aumento, en comparación con los años anteriores.

A partir del año 2005, el plantel térmico registró una disminución, debido a la salida de la empresa Petroeléctrica de Panamá, la cual contaba con una capacidad de 60 MW. En 2007 entró a formar parte del parque de generación, la empresa Café de Eleta, con una capacidad instalada de 550 kW. Luego 2008 inicia operaciones la empresa térmica Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A. con una capacidad instalada de 87 MW y posteriormente en 2009 se incorpora la empresa Istmus Hydropower, poniendo a disposición del sistema, 10 MW de capacidad instalada. El margen de reserva del SIN, que es el indicador de confiabilidad global más utilizado, definido como la diferencia entre la capacidad instalada de generación y la demanda máxima anual del sistema y expresado como el porcentaje de dicha demanda, registró su valor mínimo, de 30.7% en el año 1997. Para el año 2009, cuando se registró una demanda máxima de 1,123.14 MW, dicho margen fue de 49.63% [4].

Generación

La capacidad instalada total en la República de Panamá, en el primer semestre de 2009, fue de 1,680.55 MW, de los cuales el 88.32% (1,484.22 MW) corresponden a plantas que prestan el servicio público. El 10.82% (181.90 MW) a plantas de autogeneradores conectados al Sistema interconectado Nacional (SIN) y el restante 0.86% (14.43 MW) pertenecen a los sistemas aislados. El 30 % de la capacidad instalada pertenece a la empresa de generación AES Panamá, el 19 % a Fortuna y un 17 % es propiedad de la Empresa de Generación Bahía Las Minas. La generación bruta total en el primer semestre del año 2009 en la República de Panamá fue de 3,412.34 GWh, incluyendo el SIN, la producción total de los autogeneradores y la de los sistemas aislados. La generación bruta para el servicio público, que descuenta el uso propio de los autogeneradores, alcanzó los 3,016.80 GWh. Durante el primer semestre de 2009 la empresa de generación Fortuna

[3] Ministerio de Economía y Finanzas, COPE

[4] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos: Estadísticas I Semestre Año 2009: Oferta

produjo el 33% de la electricidad para el servicio público, mientras que AES Panamá generó el 25%. Por su parte, la empresa de generación Bahía Las Minas generó un 8% y Pan Am Generating generó el 11%, Inversiones y Desarrollo Balboa el 8% y Pedregal Power Company el 7%. El resto de la generación correspondió a la Autoridad del Canal de Panamá, Pedregal Power, EDEMET-EDECHI, y otras. Durante el primer semestre de 2009, la generación eléctrica para el servicio público por tipo de planta, fue de un 58% por parte de las plantas de generación hidroeléctrica, en tanto que las plantas térmicas generaron el 42% restante. En cuanto a los intercambios de energía eléctrica con Centroamérica, durante el primer semestre de 2009 las exportaciones alcanzaron los 78,880.29 MWh, mientras que las importaciones se dieron por el orden de los 19,102.85 MWh. [5]

Transmisión

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras y transportarla a los diferentes puntos de entrega. La longitud de las líneas de 230 kV del sistema, en el primer semestre de 2009, fue de 1,951.48 km. La extensión de las líneas de 115 kV fue de 306.1 km. Las pérdidas del sistema de transmisión en el primer semestre de 2009, calculadas como porcentaje de la energía recibida por el sistema de transmisión varían desde un mínimo de 1.50 % en el mes de mayo, hasta un máximo de 2.73 % en el mes de enero. En comparación con el primer semestre del año 2008, en el cual el promedio anual de las pérdidas fue de 2.04 %, para el primer semestre de 2009 dicho promedio aumentó levemente a un 2.06 %. Las mayores pérdidas del sistema de transmisión ocurren durante los meses de mayor generación hidroeléctrica, principalmente de las centrales Fortuna, La Estrella, Los Valles y Está, ubicadas al occidente del país y por lo tanto alejadas de los principales centros de consumo, ubicados en la ciudad de Panamá y zonas aledañas.[6]

Distribución

La distribución de energía eléctrica en Panamá, está a cargo de tres empresas concesionarias:

- Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET), cuya zona de concesión consiste en la parte occidental de la ciudad de Panamá, el oeste de la provincia de Panamá y las provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas.
- Elektra Noreste, S.A., (ELEKTRA) cuya zona de concesión comprende el sector este de la ciudad y provincia de Panamá, el Golfo de Panamá, la provincia de Colón y los sistemas aislados, Darién, y Kuna Yala.
- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), cuya zona de concesión está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
- Además se encuentra la empresa Bocas Fruti Company, que es un autoproductor y que vende sus excedentes a la población de Changuinola, Guabito, Almirante y Las Tablas en la provincia de Bocas del Toro, en virtud de un Contrato Ley que les permite estas ventas sin tener una zona de concesión de distribución.

En el primer semestre de 2009, la longitud total de las redes de distribución para el servicio público fue de 26,422.37 kilómetros. EDEMET cuenta con 12,921.57 kilómetros de línea, lo cual corresponde al 49 % del total. En el primer semestre de 2009 la cantidad total promedio de clientes fue 779,212 de los cuales 336,551, es decir un 43 % pertenecen a la zona de concesión de EDEMET. En el primer semestre de 2008 EDEMET tenía 331,736 clientes, lo cual significa que en el primer semestre de 2009 tuvo un importante incremento del 1.45 %. La provincia con mayor cantidad de clientes es Panamá con 60.25% del total. En segundo lugar está Chiriquí con 12.02%, seguido de Colón con 6.96% y Coclé con 5.55% del total de los clientes. Veraguas y Herrera tienen el 5.45 y 4.28% de los clientes, cada una. Los Santos posee el 4.24%, mientras que las provincias con menos usuarios del servicio eléctrico son Bocas del Toro, Darién y la Comarca de San Blas, que suman el 1.24% del total de clientes.

---

[5] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos: Estadísticas I Semestre Año 2009: Oferta

[6] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos: Estadísticas I Semestre Año 2009: Transmisión

En el primer semestre de 2009 el total de las ventas de energía eléctrica realizada por las empresas distribuidoras fue de 2,733.96 GWh, distribuido de acuerdo a: EDEMET con el 50.58% del total, seguida por ELEKTRA con el 41.10% y EDECHI el 8.32% del total. El consumo de energía eléctrica en el país está concentrado en las ciudades de Panamá y Colón y zonas aledañas, donde no sólo reside el 56% de la población del país según los Censos del año 2000, sino que además, son sede de las principales actividades comerciales e industriales del país. El 75.69% de la energía vendida durante el primer semestre de 2009, se consumieron en la provincia de Panamá. Colón consume un 7.29% del total de la energía eléctrica vendida. La provincia de Chiriquí consumió el 7.42%, Coclé y Veraguas consumen el 3.13 y 2.62%, respectivamente. Herrera 1.93%, Los Santos 1.46%. Las provincias de Darién y Bocas del Toro y la Comarca de San Blas consumieron en conjunto un 0.46% del total.

Para el primer semestre de 2009 el total de las pérdidas en distribución se estima en 240,459.14 MWh, lo cual significa que el 11.07% de la energía comprada no fue contabilizada por las empresas. Este total incluye las pérdidas técnicas y las no-técnicas. En este primer semestre de 2009 EDEMET registró pérdidas por 10.89%.[7]

2 . Desempeño del Sector Energético en los últimos cinco años

a. Estadísticas disponibles

Generación

[7] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos: Estadísticas I Semestre Año 2009: Distribución

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE PLANTA Y DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN
AÑOS 1989 - 2009
MW

AÑO	HIDRO	TÉRMICA	CAPACIDAD TOTAL	DEMANDA MÁXIMA DEL SIN	MARGEN DE RESERVA DEL SIN
1989	550.8	340.4	891.2	446.20	99.73
1990	550.8	241.4	792.2	464.40	70.59
1991	550.8	342.1	892.9	488.50	82.78
1992	550.8	341.4	892.2	518.00	72.24
1993	550.8	371.9	922.7	541.20	70.49
1994	550.8	370.3	921.1	591.50	55.72
1995	550.8	369.8	920.6	619.20	48.68
1996	550.8	371.8	922.6	639.90	44.18
1997	550.8	372.6	923.4	706.60	30.68
1998	551.0	478.8	1,029.8	726.40	41.77
1999	613.0	639.0	1,252.0	714.30	75.28
2000	613.0	672.1	1,285.1	777.00	65.39
2001	615.7	685.6	1,301.3	839.30	55.05
2002	701.7	770.2	1,471.9	857.35	71.68
2003	833.0	744.9	1,577.9	882.86	78.73
2004	832.71	768.47	1,601.2	924.96	73.11
2005	832.0	695.84	1,527.8	946.28	61.46
2006	852.5	688.34	1,540.8	971.34	58.63
2007	858.5	681.28	1,539.8	1,024.16	50.34
2008	858.5	664.58	1,523.1	1,059.09	43.81
2009	879.8	800.78	1,680.6	1,123.14	49.63

Fuente: ASEP

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA OFERTA INTERNA NETA TOTAL
DE ELECTRICIDAD PARA EL SERVICIO PÚBLICO
1988 - 2008
GWh

AÑO	GENERACIÓN NETA	IMPORTACIONES *	EXPORTACIONES	OFERTA NETA TOTAL
1988	2,531.70	48.20	n/d	2,579.90
1989	2,552.80	71.90	n/d	2,624.70
1990	2,631.90	114.20	n/d	2,746.10
1991	2,757.80	138.80	n/d	2,896.60
1992	2,863.70	147.90	n/d	3,011.60
1993	3,107.00	92.10	n/d	3,199.10
1994	3,317.30	82.70	n/d	3,400.00
1995	3,476.50	142.90	n/d	3,619.40
1996	3,776.00	19.80	n/d	3,795.80
1997	4,003.00	250.70	n/d	4,253.70
1998	4,146.00	n/d	n/d	4,146.00
1999	4,773.80	37.58	96.50	4,714.88
2000	4,576.20	132.55	14.83	4,693.92
2001	5,036.92	42.92	117.99	4,961.85
2002	5,012.31	35.13	48.60	4,998.84
2003	4,899.41	2.30	180.17	4,721.54
2004	5,769.93	78.04	151.32	5,696.65
2005	5,771.56	54.92	106.28	5,720.20
2006	5,816.92	34.39	83.40	5,767.91
2007	6,266.78	8.73	124.96	6,150.55
2008	6293.81	105.05	31.53	6,367.33

Fuente: ASEP

CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN BRUTA TOTAL
POR EMPRESA Y TIPO DE PLANTA
Enero - Junio 2009

EMPRESA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%	GENERACIÓN BRUTA (GWh)	%
HIDROELÉCTRICAS				
FORTUNA	300.00	17.85	1,030.29	30.19
AES PANAMA	481.96	28.68	769.48	22.55
ESEPSA	22.38	1.33	26.21	0.77
HIDRO PANAMÁ	2.80	0.17	6.09	0.18
ARKAPAL	0.67	0.04	1.31	0.04
ISTHMUS	10.00	0.60	21.63	0.63
GRUPO MELO	1.43	0.09	0.33	0.01
ACP	60.00	3.57	113.44	3.32
CAFÉ DE ELETA	0.53	0.03	0.70	0.02
SUBTOTAL	**879.77**	**52.35**	**1,969.48**	**57.72**
TÉRMICAS				
BAHÍA LAS MINAS	280.00	16.66	259.56	7.61
PAN AM	99.00	5.89	328.59	9.63
I D B	87.00	5.18	261.08	7.65
PEDREGAL POWER	55.35	3.29	218.02	6.39
TERCARIBE	48.20	2.87	35.18	1.03
COPESA	46.00	2.74	46.50	1.36
ESEPSA	11.00	0.65	0.14	0.00
TERNOR	14.43	0.86	13.79	0.40
EGESA	40.00	2.38	0.23	0.01
ACP	119.80	7.13	279.77	8.20
SUBTOTAL	**800.78**	**47.65**	**1,442.86**	**42.28**
TOTAL	**1,680.55**	**100.00**	**3,412.34**	**100.00**

Fuente: ASEP

CAPACIDAD Y GENERACIÓN BRUTA TOTAL POR TIPO DE PLANTA
Enero - Junio 2009

EMPRESA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%	GENERACIÓN BRUTA (GWh)	%
HIDROELÉCTRICAS				
FORTUNA	300.00	17.85	1,030.29	30.19
BAYANO	260.00	15.47	242.27	7.10
LA ESTRELLA	47.20	2.81	118.62	3.48
LOS VALLES	54.76	3.26	129.54	3.80
ESTÍ	120.00	7.14	279.06	8.18
LA YEGUADA	7.00	0.42	13.00	0.38
DOLEGA	3.12	0.19	6.33	0.19
LOS ALGARROBOS	9.86	0.59	3.14	0.09
MACHO MONTE	2.40	0.14	3.74	0.11
HIDRO PANAMÁ	2.80	0.17	6.09	0.18
GRUPO MELO	1.43	0.09	0.33	0.01
ISTMUS	10.00	0.60	21.63	0.63
ARKAPAL	0.67	0.04	1.31	0.04
GATÚN	24.00	1.43	2.63	0.08
MADDEN	36.00	2.14	110.80	3.25
CAFÉ DE ELETA	0.53	0.03	0.70	0.02
SUBTOTAL	**879.77**	**52.35**	**1,969.48**	**57.72**
TÉRMICAS				
BAHÍA LAS MINAS	280.00	16.66	259.56	7.61
PAN AM	99.00	5.89	328.59	9.63
PEDREGAL POWER	55.35	3.29	218.02	6.39
COPESA	46.00	2.74	46.50	1.36
CATIVA IDB	87.00	5.18	261.08	7.65
TERCARIBE	48.20	2.87	35.18	1.03
EGESA	40.00	2.38	0.23	0.01
CAPIRA	6.00	0.36	0.09	0.00
CHITRÉ	5.00	0.30	0.05	0.00
TERNOR	14.43	0.86	13.79	0.40
MIRAFLORES	119.80	7.13	279.77	8.20
SUBTOTAL	**800.78**	**47.65**	**1,442.86**	**42.28**
TOTAL	**1,680.55**	**100.00**	**3,412.34**	**100.00**

Fuente: ASEP

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD MWh Enero - Junio 2009		
MES	**EXPORTACIÓN**	**IMPORTACIÓN**
ENERO	11,785.00	2,711.40
FEBRERO	14,667.55	1,845.00
MARZO	11,560.01	1,573.66
ABRIL	20,020.08	2.00
MAYO	13,794.00	1,871.30
JUNIO	7,053.65	11,099.49
TOTAL	**78,880.29**	**19,102.85**

Fuente: ASEP

Transmisión

CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
SUBESTACIONES CONECTADAS AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
2009

SUBESTACIÓN	TRANSFOR-MADOR No.	CAPACIDAD (MVA)			VOLTAJES (KV)		
		OA	FA	FOA	ALTA	BAJA	TERCIARIO
PANAMA I	1	105	140	175	230	115	13.8
PANAMA I	2	105	140	175	230	115	13.8
PANAMA I	3	210	280	350	230	115	13.8
PANAMA II	1	105	140	175	230	115	13.8
PANAMA II	2	105	140	175	230	115	13.8
CHORRERA	1	30	40	50	230	115	34.5
CHORRERA	2	30	40	50	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	230	115	34.5
MATA DE NANCE	1	42	56	70	230	115	34.5
MATA DE NANCE	2	42	56	70	230	115	34.5
MATA DE NANCE	3	42	56	70	230	115	34.5
PROGRESO	1	30	40	50	230	115	34.5
PROGRESO	2	30	40	50	230	115	34.5
CHANGUINOLA	1	30	40	50	230	115	34.5
CHARCO AZUL	1	18	24	24	115	4.16	
	TOTAL MVA	**1,008**	**1,344**	**1,674**			

OA: enfriamiento por aceite y aire
FA: enfriamiento por aire forzado
FOA: enfriamiento por aceite y aire forzado

Fuente: ASEP

LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
POR NIVEL DE VOLTAJE
2009

NIVEL DE VOLTAJE	PROVINCIA	kM POR CADA CIRCUITO	NÚMERO DE CIRCUITOS	TOTAL DE KILÓMETROS
Líneas 230 Kv				
Bayano - Pacora	Panamá	49.14	1	49.14
Panamá - Panamá II	Panamá	12.94	2	25.88
Panamá II - Pacora	Panamá	19.00	1	19.00
Panamá II - Bayano	Panamá	68.14	1	68.14
Panamá - Chorrera	Panamá	39.00	2	78.00
Chorrera - Llano Sánchez	Panamá - Coclé	142.19	2	284.38
Llano Sánchez - Veladero	Chiriquí	110.07	2	220.14
Llano Sánchez - Veladero	Chiriquí	109.36	2	218.72
Llano Sánchez - Panamá II	Panamá - Coclé	195.00	2	390.00
Veladero - Guasquitas	Chiriquí	84.30	2	168.60
Veladero - Mata de Nance	Chiriquí	84.49	2	168.98
Mata de Nance - Fortuna	Chiriquí	37.50	2	75.00
Fortuna - Changuinola	Chiriquí	105.00	1	105.80
Mata de Nance - Progreso	Chiriquí	54.00	1	54.00
Progreso - Frontera	Chiriquí	9.70	1	9.70
Fortuna - Guasquitas	Chiriquí	16.00	1	16.00
Subotal		**1,135.83**		**1,951.48**
Líneas 115 Kv				
Cáceres - Santa Rita	Panamá - Colón	46.60	2	93.20
Las Minas - Santa Rita	Panamá - Colón	6.20	2	12.40
Panamá - Las Minas 2	Panamá - Colón	54.00	1	54.00
Panamá - Cemento Panamá	Panamá - Colón	40.70	1	40.70
Las Minas 2 - Cemento Panamá	Panamá - Colón	16.70	1	16.70
Panamá I - Cáceres	Panamá	0.80	1	0.80
Mata de Nance - Caldera	Chiriquí	25.00	2	50.00
Caldera - La Estrella	Chiriquí	5.80	1	5.80
Caldera - Los Valles	Chiriquí	2.00	1	2.00
Caldera - Paja de Sombrero	Chiriquí	0.50	1	0.50
Progreso - Charco Azul	Chiriquí	30.00	1	30.00
Subotal		**228.30**		**306.10**
TOTAL DE LÍNEAS		**1,364.13**		**2,257.58**

Fuente: ASEP

TRANSPORTE DE ENERGÍA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
Enero - Junio 2009

MES	Energía Recibida por el Sistema de Transmisión (MWh)	Energía Entregada por el Sistema de Transmisión (MWh)	Pérdidas (MWh)	% de Pérdidas
ENERO	533,710.03	521,936.60	11,773.43	2.26%
FEBRERO	487,860.14	475,911.10	11,949.04	2.51%
MARZO	560,169.63	548,099.08	12,070.55	2.20%
ABRIL	560,090.21	550,394.80	9,695.41	1.76%
MAYO	565,591.75	555,609.80	9,981.95	1.80%
JUNIO	541,488.24	531,435.95	10,052.29	1.89%
TOTAL	**3,248,910.00**	**3,183,387.33**	**65,522.67**	**2.06%**

Fuente: ASEP

Distribución y Comercialización

VENTAS TOTALES DE ENERGÍA A CLIENTES FINALES
POR TARIFA (GWh)
Enero - Junio de 2009

EMPRESA	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH	ALUMBRADO PÚBLICO	TOTAL
EDEMET	540.93	523.23	8.85	267.82	12.26	0.00	0.00	29.87	1,382.96
ELEKTRA	497.90	270.06	2.92	248.26	1.01	103.49	0.00	n/d	1,123.64
EDECHI	121.24	41.52	0.29	48.04	0.17	0.00	5.62	10.48	227.36
TOTAL	**1,160.07**	**834.81**	**12.06**	**564.12**	**13.44**	**103.49**	**5.62**	**40.35**	**2,733.96**

Fuente: ASEP

VENTAS DE ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE
EDEMET JUNIO DE 2009
GWh

	I sem 2008	I sem 2009
RESIDENCIAL	376.83	406.36
COMERCIAL	683.40	662.92
INDUSTRIAL	76.43	94.75
GOBIERNO	184.40	186.96
ALUMB. PÚBLICO	29.23	29.87
TOTAL	**1,350.29**	**1,380.86**

Fuente: ASEP

VENTAS DE ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE
ELEKTRA JUNIO DE 2009
GWh

	I sem 2008	I sem 2009
RESIDENCIAL	371.55	381.66
COMERCIAL	455.28	468.28
INDUSTRIAL	129.70	130.13
GOBIERNO	134.71	142.07
ALUMB. PÚBLICO	23.98	23.32
TOTAL	**1,115.22**	**1,145.46**

Fuente: ASEP

VENTAS DE ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE
EDECHI JUNIO DE 2009
GWh

	I sem 2008	I sem 2009
RESIDENCIAL	77.99	86.01
COMERCIAL	76.88	76.19
INDUSTRIAL	30.15	29.52
GOBIERNO	24.33	24.89
ALUMB. PÚBLICO	10.03	10.48
TOTAL	**219.38**	**227.09**

Fuente: ASEP

CANTIDAD DE CLIENTES A JUNIO
POR TIPO DE CLIENTE
EDEMET

	I sem 2008	I sem 2009
RESIDENCIAL	281,343	296,724
COMERCIAL	37,411	36,579
INDUSTRIAL	964	999
GOBIERNO	5,106	5,415
USO EMPRESA	101	104
TOTAL	**324,925**	**339,821**

Fuente: ASEP

CANTIDAD DE CLIENTES A JUNIO
POR TIPO DE CLIENTE
ELEKTRA

	I sem 2008	I sem 2009
RESIDENCIAL	306,195	315,210
COMERCIAL	23,126	24,531
INDUSTRIAL	210	198
GOBIERNO	2,149	2,399
USO EMPRESA	45	47
TOTAL	**331,725**	**342,385**

Fuente: ASEP

CANTIDAD DE CLIENTES A JUNIO
POR TIPO DE CLIENTE
EDECHI

	I sem 2008	I sem 2009
RESIDENCIAL	86,487	91,522
COMERCIAL	9,936	10,104
INDUSTRIAL	301	400
GOBIERNO	1,376	1,408
USO EMPRESA	31	33
TOTAL	**98,131**	**103,467**

Fuente: ASEP

CLIENTES FINALES PROMEDIO
POR TARIFA
Enero - Junio 2009

EMPRESA	BTS	BTD	BTH	MTD	MTH	ATD	ATH	TOTAL	%
EDEMET	329,437	6,589	202	314	8	0	0	336,550	43%
ELEKTRA	336,323	3,711	88	319	5	5	0	340,451	44%
EDECHI	101,285	670	17	231	4	0	2	102,209	13%
TOTAL	**767,045**	**10,970**	**307**	**864**	**17**	**5**	**2**	**779,210**	**100%**

Fuente: ASEP

INCREMENTO DE LA CANTIDAD PROMEDIO DE CLIENTES FINALES
POR EMPRESA
Enero - Junio de 2009

EMPRESA	I sem 2008	I sem 2009	INCREMENTO PORCENTUAL
EDEMET	331,736	336,551	1.45
ELEKTRA	324,825	340,451	4.81
EDECHI	98,099	102,210	4.19
TOTAL	**754,660**	**779,212**	**3.25**

Fuente: ASEP

LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN
POR NIVEL DE VOLTAJE Y POR EMPRESA
(EN KILÓMETROS)
2008

EMPRESA	115 - 13.8 kV	13.2 - 2.4 kV	600 V	TOTAL
EDEMET	3,257.22	3,816.08	5,848.27	12,921.57
ELEKTRA	357.69	3,241.15	5,151.91	8,750.75
EDECHI	1,714.30	914.49	2,121.26	4,750.05
TOTAL	**5,329.21**	**7,971.72**	**13,121.44**	**26,422.37**

Fuente: ASEP

PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN POR EMPRESA
Enero-Junio 2009
MWh

Empresa	Energía Comprada	Recibida	Energía Vendida	Pérdida	% de Pérdida
EDEMET	1,551,923.47	1,551,923.47	1,383,856.15	168,067.32	10.83%
ELEKTRA	1,280,623.32	1,280,623.32	1,123,640.00	156,983.32	12.26%
EDECHI	250,866.98	250,866.98	227,411.10	23,455.88	9.35%
TOTAL	**3,083,413.76**	**3,083,413.76**	**2,734,907.24**	**348,506.52**	**11.30%**

POTENCIA FIRME CONTRATADA
MW
2009

GENERADORA	EDEMET	%	ELEKTRA	%	EDECHI	%	TOTAL	%
FORTUNA	77.65		154.00		62.59		294.24	
AES PANAMA	223.70		48.72		16.00		288.42	
HIDRO MÁQUINAS	1.90							
ESEPSA ALGARROBOS	1.44		0.96					
SALTOS DEL FRANCOLÍ					0.7125			
PASO ANCHO			4.00					
SUBTOTAL HIDRO	**304.69**	**0.75**	**207.68**	**0.46**	**79.30**	**1.00**	**582.66**	**0.63**
BAHÍA LAS MINAS			30.00				30.00	
PAN AM			77.00				77.00	
ACP								
COPESA								
PEDREGAL POWER			47.00				47.00	
GEN DEL ATLÁNTICO	45.00		30.00				75.00	
INV. Y DES. BALBOA	42.35		24.90				67.25	
TÉRMICA DEL CARIBE	14.275		32.85				47.13	
SUBTOTAL TÉRMICA	**101.63**	**0.25**	**241.75**	**0.54**	**0.00**	**0.00**	**343.38**	**0.37**
TOTAL	**406.32**	**1.00**	**449.43**	**1.00**	**79.30**	**1.00**	**926.04**	**1.00**

Fuente: ASEP

CUADRO No. 28 ENERGÍA COMPRADA EN CONTRATOS POR EDEMET
GWh
DETALLE DE CADA UNA DE LAS EMPRESAS CON LAS QUE SE MANTIENEN CONTRATOS

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	TOTAL
Aes No. 02-99 (62.78)	25.80	23.55	27.08	27.03	27.57	26.76	157.79
Fortuna No. 13-06 (10,5,10)	4.53	4.14	4.76	4.75	4.85	4.70	27.73
AES No. 12-05 (109)	44.79	40.89	47.02	46.93	47.87	46.45	273.96
Fortuna No. 14-05 (105)	27.80	25.38	29.18	29.13	29.71	24.47	165.67
Generadora del Atlántico No. 08-07						22.25	22.25
Inv. y Des. Balboa No. 09-07			2.04	2.03	2.08	2.11	8.26
ESEPSA No. 11-07 (1,44)							
Térmica del Caribe No. 01-08 (0-10)	4.95	4.34	4.77	4.76	4.86	4.94	28.63
Térmica del Caribe No. 07-07 (4,275) (Traspaso)			2.04	2.03	2.08	2.11	8.26
Inversiones y Desarrollo Balboa No. 09-07	21.34	18.55	18.16	17.51	18.46	18.43	112.45
AES No. 11-08 (Sólo Energía)	3.50	3.41	2.49	2.60	1.37	1.93	15.29
ACP No. 13-08 (Sólo Energía)	3.39	3.77	4.19	3.59	4.12	4.14	23.19
ACP No. 12-08 (Sólo Energía)		0.15	0.01			0.34	0.49
Fortuna No 14-08 (Sólo Energía)	1.93	7.38	8.50	7.41	5.73	2.77	33.72
ACP No 15-08 (Sólo Energía)	1.77	4.55	5.55	11.27	6.45	3.19	32.78
PAN AM No. 03-09 (Sólo Energía)					0.43	7.91	8.34
Generadora del Atlántico No. 02-09 (Sólo Energía)						11.00	11.00
TOTAL	**139.82**	**136.11**	**155.79**	**159.04**	**155.57**	**183.50**	**929.83**

Fuente: ASEP

CUADRO No. 29 ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL POR EDEMET
GWh
EMPRESAS CON LAS QUE SE LLEVARON TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	TOTAL
ESEPSA	2.24	1.39	1.99	2.65	3.60	2.73	14.59
ELEKTRA NORESTE, S.A.							
EDECHI, S.A.		0.02	0.00				0.02
FORTUNA, S.A.	41.90	33.49	38.85	35.13	27.63	10.67	187.67
AES PANAMA, S.A.	26.01	23.71	18.84	20.02	10.29	9.69	108.56
BLM	6.08	8.75	14.37	12.02	34.96	30.93	107.11
PAN-AM	8.08	6.55	7.82	7.53	8.14	3.85	41.96
PEDREGAL POWER Co.	7.60	6.20	6.35	6.23	6.84	4.80	38.02
COPESA	0.02	0.60	0.17	2.54	2.24	2.92	8.48
EGESA		0.00			0.13	0.01	0.15
ACP	21.15	16.93	19.01	16.27	16.13	10.79	100.27
HIDRO PANAMA	0.53	0.45	0.41	0.26	0.53	0.66	2.84
HIDRO CANDELA	0.11	0.03	0.08	0.04	0.02	0.09	0.37
Istmus Hydro Power Corp.	2.20	1.35	1.35	1.15	2.58	2.25	10.88
CANOPO	0.00	0.00			0.01	0.04	0.06
IDB	2.74	1.98	7.33	7.88	7.58	5.15	32.65
Térmica del Caribe, S.A.	0.30	0.01	0.03	0.00	0.01	0.00	
Generadora del Atlántico						0.04	
TOTAL	**118.95**	**101.46**	**116.60**	**111.71**	**120.67**	**84.62**	**653.63**

Fuente: ASEP

CUADRO No. 30 MONTO DE LAS COMPRAS DE ENERGÍA EN CONTRATOS DE EDEMET
EN BALBOAS
DETALLE DE CADA UNA DE LAS EMPRESAS CON LAS QUE SE MANTIENEN CONTRATOS

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	TOTAL
Aes No.02-99 (62.78)	1,031,965	942,076	1,083,277	1,081,270	1,102,925	1,070,227	6,311,740
Fortuna No. 13-06 (10,5,10)	385,351	351,785	404,512	403,762	411,849	399,639	2,356,899
AES No. 12-05 (109)	1,527,441	1,394,394	1,603,390	1,600,418	1,632,472	1,584,075	9,342,189
Fortuna No. 14-05 (105)	1,306,620	1,192,807	1,371,589	1,369,047	1,396,466	1,149,953	7,786,482
Generadora del Atlántico No. 08-07						2,331,776	2,331,776
Inv. y Des. Balboa No. 09-07	0	0	136,257	151,278	182,432	208,962	678,929
ESEPSA No. 11-07 (1,44)							0
Térmica del Caribe No. 01-08 (0-10)	612,757	549,336	582,613	617,916	697,700	767,743	3,828,065
Térmica Caribe No. 07-07 (4,275) (Tras)	0	0	169,099	184,028	215,857	242,998	811,982
Inv. y Des. Balboa No. 09-07 (Tras)	1,462,368	1,320,628	1,212,269	1,301,380	1,622,337	1,822,103	8,741,085
AES No. 11-08 (Sólo Energía)	337,670	317,089	245,159	259,440	136,602	192,499	1,488,458
ACP No. 13-08 (Sólo Energía)	343,402	380,411	398,991	380,952	474,369	534,792	2,512,919
ACP No. 12-08 (Sólo Energía)	0	12,554	488	0	0	27,493	40,535
Fortuna No 14-08 (Sólo Energía)	191,247	649,393	761,097	728,651	566,803	274,620	3,171,811
ACP No 15-08 (Sólo Energía)	219,382	516,707	587,459	1,339,744	765,208	415,577	3,844,077
PAN AM No. 03-09 (Sólo Energía)	0	0	0	0	58,465	1,186,745	1,245,210
Gen. Atlántico No. 02-09 (Sólo Energía)	0	0	0	0	0	1,663,082	1,663,082
TOTAL	**7,418,203**	**7,627,181**	**8,556,198**	**9,417,887**	**9,263,486**	**13,872,284**	**56,155,239**

Fuente: ASEP

CUADRO No. 31 MONTO DE LAS COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL DE EDEMET EN BALBOAS DETALLE DE CADA UNA DE LAS EMPRESAS CON LAS QUE SE LLEVARON							
EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	TOTAL
ESEPSA	263,013	178,025	223,504	319,522	449,227	359,461	1,792,752
ELEKTRA NORESTE, S.A.	0	2,731	0	0	0	0	2,731
EDECHI, S.A.	0		163	0	0	0	163
FORTUNA, S.A.	4,986,744	3,681,300	3,950,979	4,187,797	3,467,727	1,411,794	21,686,341
AES PANAMA, S.A.	3,664,987	3,106,796	2,230,380	2,658,336	1,458,566	1,283,091	14,402,156
BLM	759,947	953,606	1,527,667	1,456,041	4,308,458	4,036,332	13,042,052
PAN-AM	1,000,395	768,572	824,345	838,713	935,794	501,835	4,869,653
PEDREGAL POWER Co.	902,284	691,809	637,517	709,767	813,278	622,348	4,377,003
COPESA	2,423	109,029	25,094	364,210	366,759	402,250	1,269,766
EGESA	0	547	0	0	48,811	2,190	51,548
ACP	2,674,494	2,015,759	2,015,641	1,929,692	2,012,527	1,412,308	12,060,419
HIDRO PANAMA	68,820	52,393	42,662	30,771	65,446	86,742	346,834
HIDRO CANDELA	13,160	3,924	8,152	4,205	1,960	12,465	43,866
Istmus Hydro Power Corp.	268,013	151,534	139,609	138,729	316,161	293,790	1,307,836
CANOPO	180	18	0	0	1,567	5,794	7,559
IDB	297,448	216,870	741,748	875,649	877,026	667,295	3,676,037
Térmica del Caribe, S.A.	36,510	1,220	3,384	430	745	186	
Generadora del Atlántico	0	0	0	0	0	4,682	
ETESA	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	14,938,417	11,934,132	12,370,845	13,513,863	15,124,053	11,102,564	78,936,718

Fuente: ASEP

F. LITIGIOS LEGALES

A continuación se presente un resumen de aquellos litigios legales que, a juicio de los asesores legales de la empresa, de ser absueltos de manera adversa al Emisor podrían tener un impacto significativo en el negocio o la condición financiera del Emisor.

1. *Hildy De León Escobar vs. EDEMET y SERTESA:* Se solicita indemnización por daños y perjuicios supuestamente ocasionados por quemaduras sufridas producto de explosión de un transformador del Emisor. La demanda es por US$1,000,000.00 y se encuentra en etapa de dictar sentencia de primera instancia. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET.

2. *Sunder Hermandas Chugandi y Minimundo, S.A. vs. EDEMET:* Se solicita indemnización por supuestos perjuicios sufridos como consecuencia de un siniestro producido por el también supuesto recalentamiento de la acometida. La demanda es por US$1,977,000.00 y se encuentra en etapa de admisión de pruebas. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET.

3. *Elvis Oneth Córdoba vs. EDEMET, José Gabriel Arias y Edgardo Cash Noble*Se solicita que EDEMET sea condenado como responsable objetivo y solidario en su condición de empleador de dos sujetos que fueron encontrados culpables de comisión de delito de lesiones culposas en perjuicio de la parte demandante. La demanda es por US$3,000,000 y se encuentra en etapa de dictar sentencia de primera

instancia. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET.

4. *Vielka Dawson vs. EDEMET:* Solicita indemnización por los supuestos perjuicios causados por la caída de un poste supuestamente propiedad de EDEMET. La demanda es por US$1,000,000.00 y se encuentra pendiente de resolver recurso de apelación contra la Sentencia de primera instancia presentada por ambas partes. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET.

5. *Samba Bonita Power & Metals, S.A. vs. EDEMET y EDECHI:* Se solicita indemnización por daños y perjuicios supuestamente ocasionados por conflicto surgido con motivo de la Licitación EDEMET-EDECHI-02-05 y el incumplimiento de EDEMET – EDECHI en la firma del contrato correspondiente. EDEMET- EDECHI alegan que Samba Bonita no presentó la fianza de cumplimiento de contrato indicada según el Pliego de Cargos de la Licitación y se procedió a ejecutar judicialmente la fianza de propuesta otorgada por Aseguradora Ancón.La demanda es por US$1,185,000,000.00 y se encuentra para admitir pruebas y pendiente de resolver recurso de apelación en contra de la Resolución que negó incidente de carencia de jurisdicción. Nuestros asesores legales estiman que, previo el debido análisis de las pruebas aducidas y practicadas, la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET-EDECHI.

6. *EDEMET vs Aseguradora Ancón, S.A. : EDEMET solicita se* condene a Aseguradora Ancón, S.A. al pago de la suma de US$1,260,000.00 que constituye el monto de la fianza de propuesta en concepto de incumplimiento de presentación de la fianza de cumplimiento y firma del contrato de compr*a* venta de energía con Samba Bonita Power & Metals. La demanda es por US$1,260,000.00 y se encuentra por admitir pruebas. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET.

7. *Jaime Abad vs. EDEMET, Ricardo Barranco y Martín Martínez:* Se solicita indemnización por daños y perjuicios por haberlo señalado como consumidor de energía en forma fraudulenta lo cual no fue comprobado. La demanda es por US$1,212,000.00 y está en etapa incipiente; EDEMET recientemente presentó contestación de la demanda y pruebas.

8. *EDEMET vs ASEP:* Proceso Contencioso Administrativo. Demanda Contenciosa Administrativa de nulidad contra Resolución JD-2591 de 3 de enero de 2001 que modifica el procedimiento para la actualización semestral de las tarifas de electricidad. Este proceso se encuentra en etapa de dictar sentencia. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET; no obstante, debe considerarse que la demanda involucra aspectos técnicos ajenos a la formación de los magistrados.
9. *Junta Técnica vs. ASEP:* Demanda Contenciosa Administrativa de Nulidad contra la Resolución JD-4163 y JD-4164 de 27 de agosto de 2003 que aprobaron las Normas Técnicas de EDEMET- EDECHI. Se encuentra en etapa de dictar sentencia. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET.

10. *EDEMET:* Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción para que se declare nula por ilegal la Resolución JD-5954 de 11 de abril de 2006, mediante la cual se le ordena a EDEMET devolver a sus clientes de tarifas BTS, BTH, BTD y MTD la suma de US$24,900,000.00 modificada por la Resolución AN No. 2268 de 22 de diciembre de 2008, reduciendo el importe a US$24,600,000.00. El monto de esta demanda es de US$24,600,000.00 y se resolvió a favor de la solicitud de suspensión provisional del proceso, se solicitó informe de conducta a la ASEP y contestación de la demanda a la Procuraduría de la Administración. Nuestros asesores legales estiman que la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET.

11. *ASEP vs EDEMET:* Proceso Sancionador, Advertencia de Inconstitucionalidad y Amparo de Garantías Constitucionales. Proceso Sancionador por el apagón del 4 de marzo de 2006, mediante el Pliego de Cargos fechado 2 de junio de 2006, se le imputa a EDEMET una supuesta infracción a las normas vigentes en materia de electricidad y advertencia para el buen mantenimiento de las redes de distribución, específicamente de los artículos tercero de la Resolución JD-1648 de 27 de octubre de 1999, por la cual se ordena a EDEMET que presente informe mensual de las interrupciones del suministro de energía eléctrica, y el artículo 75, del numeral 3 del artículo 90 de la Ley Nº 6 de 1997 (en adelante LEY 6). Dentro del mismo se interpusieron dos Advertencias de Inconstitucionalidad y un Amparo de Garantías Constitucionales. ASEP podría imponer una multa que oscila entre US$1,000.00 y US$1,000,000.00. Se resolvió el amparo de garantías constitucionales, quedando pendiente la advertencia de inconstitucionalidad contra la comisionada sustanciadora de la ASEP. Nuestros asesores legales estiman que, de ser estimadas en derecho las pruebas presentadas, la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET

12. *ASEP vs EDEMET:* Proceso Sancionador y Advertencia de Inconstitucionalidad. Proceso Sancionador iniciado mediante Pliego de Cargos fechado 27 de julio de 2006 (Compras de Energías), por el "supuesto incumplimiento de la obligación del Contrato de Garantía de Suministros a los clientes regulados por EDEMET". Dentro del mismo se interpuso una Advertencia de Inconstitucionalidad. ASEP podría imponer multas que oscilan entre US$1,000.00 y US$1,000,000.00. Pendiente de resolver advertencia de inconstitucionalidad contra las facultades de la comisionada sustanciadora de la ASEP. Nuestros asesores legales estiman que, de ser estimadas en derecho las pruebas presentadas, la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET

13. *ASEP vs. EDEMET:* Proceso Sancionado y Advertencia de Inconstitucionalidad. Proceso Sancionador iniciado mediante Pliego de Cargos fechado 16 de noviembre de 2006, mediante el cual se le imputa a EDEMET y EDECHI una supuesta "infracción a normas vigentes en materia de electricidad, específicamente lo establecido en la Resolución JD- 605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones. Dentro del mismo se interpuso una Advertencia de Inconstitucionalidad. Pendiente de resolver advertencia de inconstitucionalidad contra las facultades de la comisionada sustanciadora de la ASEP. Nuestros asesores legales estiman que, de ser estimadas en derecho las pruebas presentadas, la demanda será resuelta de forma favorable a EDEMET

14. *EDEMET vs DGI:* Proceso Administrativo Tributario. Recursos de Reconsideración contra liquidaciones adicionales de la Administración Regional de Ingresos de la provincia de Panamá y que guardan relación con supuestas retenciones dejadas de efectuar por dichas empresas por pagos efectuados a UFACEX por Comisión de Operación. La demanda es por US$2,917,440.10. Actualmente está pendiente de resolver ambos recursos.

G. SANCIONES ADMINISTRATIVAS

El Emisor no ha sido objeto de sanciones por parte de la Comisión Nacional de Valores, ni ha sido objeto de sanciones por parte de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A..

H. MOBILIARIO, EQUIPO Y MEJORAS (NETO)

Los activos fijos del Emisor representan al 31 de diciembre de 2007, 2008 y 2009 (neto de depreciación), el 73.5% (2007), 74.7% (2008) y 76.4% (2009)del total de activos. Estos se encuentran distribuidos de la siguiente manera expresados en balboas:

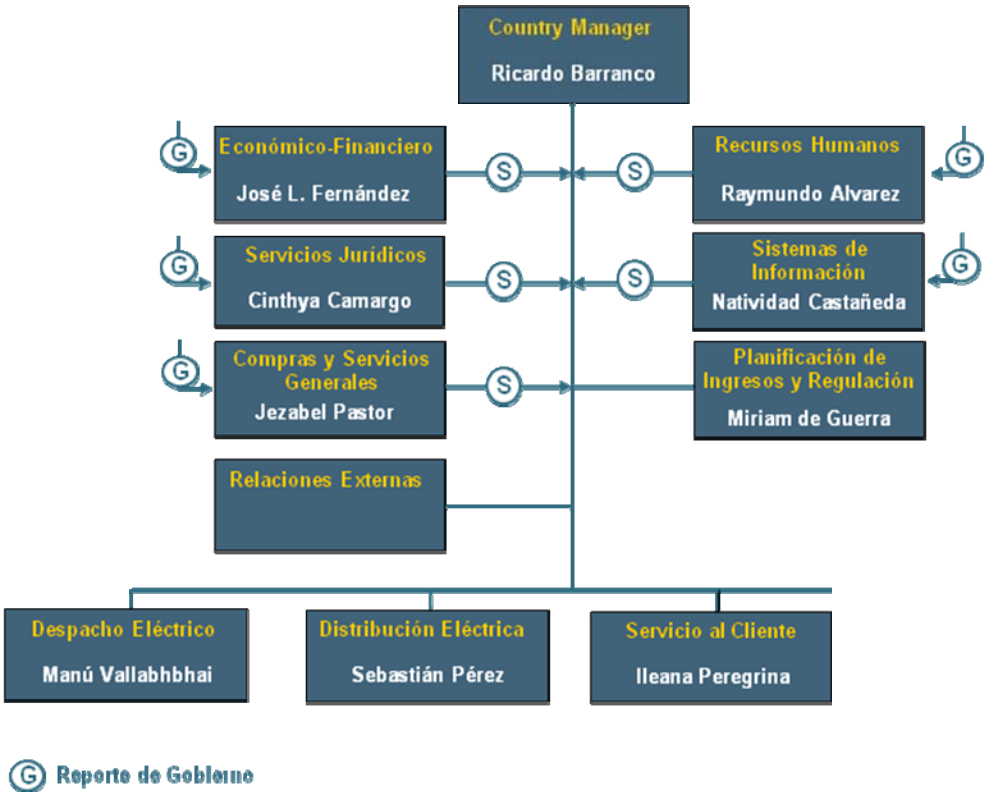
EDEMET
DETALLE DE INMOVILIZADO
AÑOS 2007 – 2008 y 2009

CONCEPTO	2007	2008	2009
Inmovilizado en Explotación.			
Edificios y Mejoras	22,720,085.00	22,743,206.00	23,311,529.00
Utillaje, Mobiliario y Eq. de Oficina	4,995,777.00	5,035,781.00	5,053,395.00
Equipo de Transporte y Comunicación	6,386,656.00	7,110,808.00	7,061,651.00
Equipo Informático	6,874,323.00	6,952,143.00	7,240,394.00
Otros	8,273,529.00	8,340,135.00	8,344,295.00
Construcciones en Curso	122,592.00	223,808.00	7,465.71
TOTAL	**49.372.962,00**	**50.405.881,00**	**51,018,729.71**
Instalaciones Técnicas en Explot.			
Transporte (115kv.)	50,007,197.07	52,716,436.07	52,716,436.07
Subestaciones de Distribución (34.5kv)	23,111,460.00	23,734,267.00	24,131,112.00
Líneas de distribución 13.8Kv.	69,263,553.99	73,485,016.19	79,509,503.17
Líneas de distribución 34,5Kv.	135,040,095.31	137,483,111.19	139,861,654.19
Líneas de distribución 4,16Kv.	2,069,474.82	2,123,203.28	2,149,712.44
Líneas de distribución 2,4Kv.	313,487.15	330,018.84	366,755.04
Líneas de distribución 12Kv.	658,726.71	995,920.40	1,277,254.20
Líneas de distribución 7,9Kv.	7,114.77	7,114.77	7,114.77
Líneas de distribución 19,9Kv.	8,789.81	8,789.81	8,789.81
Líneas BT. Servicios de Consumidores	43,435,492.82	48,284,101.98	53,051,032.36
Alumbrado Público	13,801,630.35	14,582,533.44	14,939,777.31
Centro de Transformación	51,604,419.00	56,618,309.00	59,711,927.00
Elemento de Control Comercial	37,462,320.00	39,826,893.00	42,009,172.00
Otros	151,723.00	151,723.00	151,723.00
Construcciones en Curso	1,540,351.00	921,962.00	1,672,111.00
TOTAL	**428.475.835,80**	**451,269,399.97**	**471,564,174.36**
Menos: Amortización Acumulada	213,364,923.00	226,094,631.00	239,749,743.00
TOTAL	**264,483,874.80**	**275,580,649.97**	**282,833,161.07**
Terrenos	2,993,404.93	2,993,404.93	2,993,404.93
Construcciones en Curso	0.00	488,160.00	0.00

Elementos y materiales diversos	7,902,611.00	10,396,325.00	8,533,932.00
GRAN TOTAL INMOVILIZADO	**275,379,890,73**	**289,458,539.90**	**294,360,498.00**

Estos activos están valorados al costo, menos la depreciación acumulada. Las mejoras significativas son capitalizadas, mientras que las reparaciones y mantenimientos menores que no extienden la vida útil o mejoran el activo son cargados directamente a gastos cuando se incurren. La depreciación y amortización son cargadas a las operaciones corrientes utilizando el método de línea recta.

I. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



Información de la Holding

El Grupo Gas Natural estableció, en Barcelona, la primera fábrica de gas de España en 1843. Siendo asimismo el pionero de la introducción del gas natural en el país, proceso iniciado en 1969. El proceso de internacionalización lo inició el Grupo en 1992.

En 1992, al culminar la fusión de Catalana de Gas, S.A., de Gas Madrid, S.A. y de diferentes sociedades gasistas locales, propiedad de Repsol, el nuevo grupo adoptó el nombre de Gas Natural SDG, S.A., decidiendo constituir la Fundación Gas Natural, como relevante instrumento de acción en el tercer sector.

Gas Natural es una de las diez primeras multinacionales energéticas europeas y líder en integración vertical de gas y electricidad de España y Latinoamérica, además del mayor operador mundial de GNL en la cuenca atlántica.

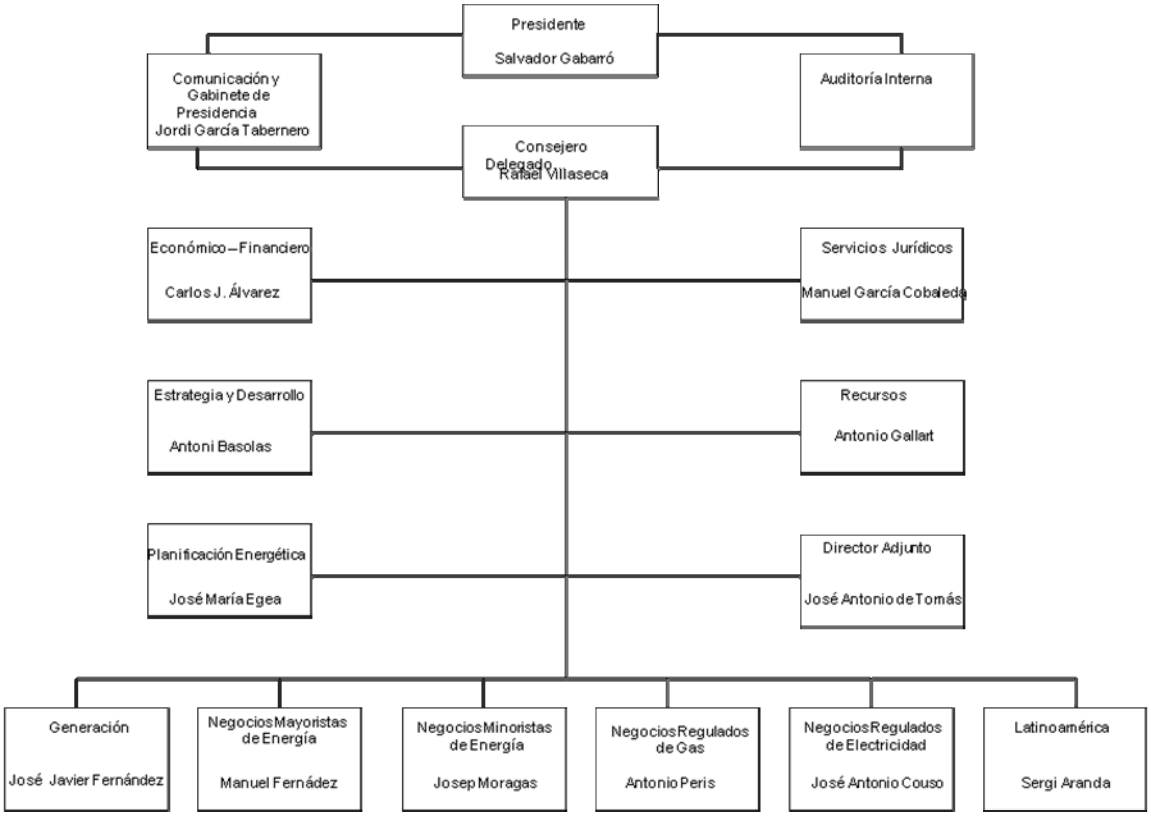
Como se ha mencionado anteriormente Gas Natural tras su reciente fusión con Unión Fenosa en el mes de septiembre del 2009, se ha conformado en una de las empresas líderes en el mundo en el negocio integrado

de gas y electricidad con presencia en 23 países del mundo, donde cuenta con más de 20 millones de clientes, de los que 9 millones están en España, y una potencia de energía instalada de 17GW

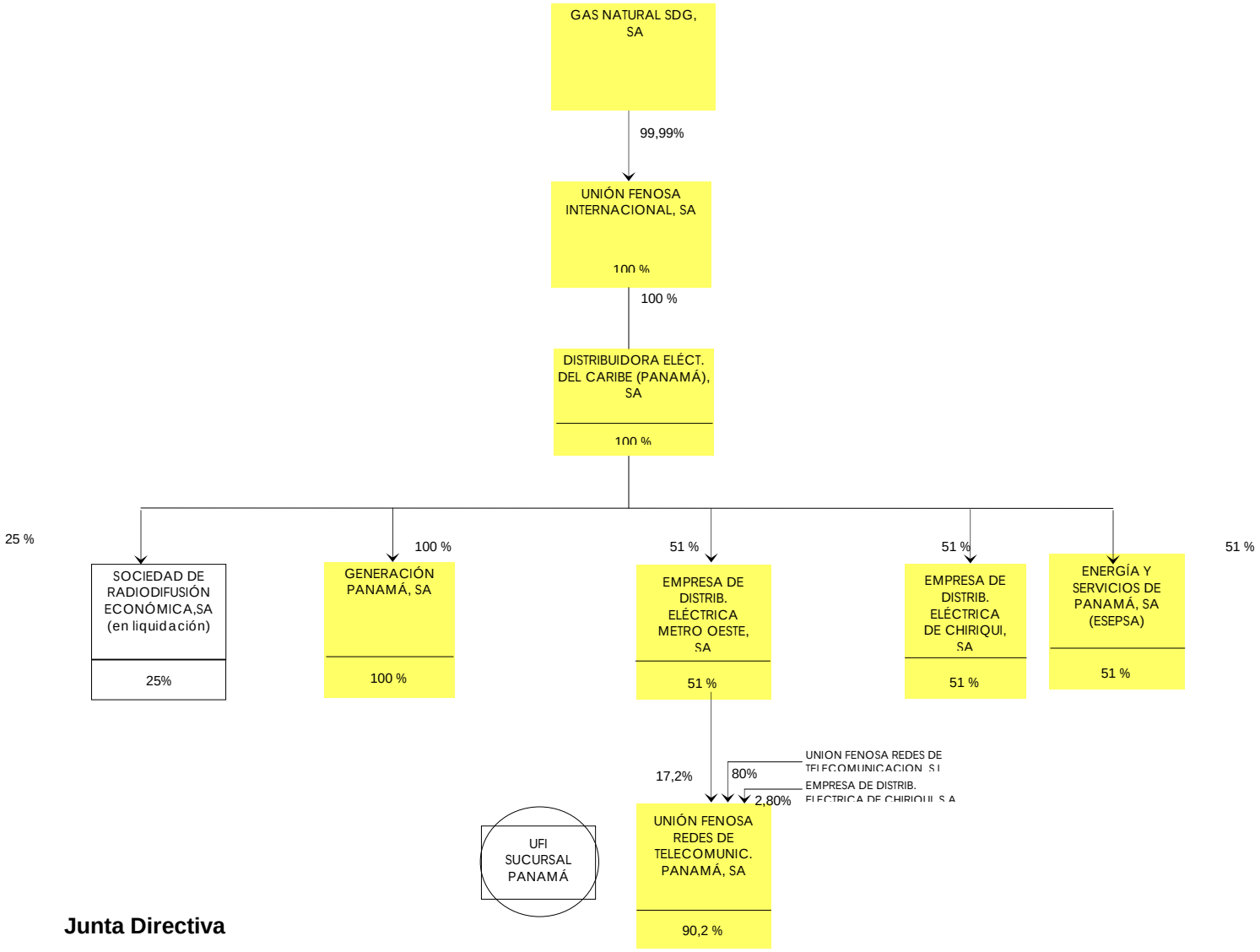
El Grupo Gas Natural mantiene un compromiso con la sociedad que va más allá de la cobertura de sus necesidades energéticas. La responsabilidad del Grupo tiene que partir de un diálogo sólido y duradero con todos nuestros grupos de interés, para atender sus expectativas y contribuir así al crecimiento global sostenible. El Grupo Gas Natural entiende la integridad como el conjunto de políticas, procedimientos y herramientas implantados para velar para que sus actividades, y las del conjunto de sus empleados, se desarrollen de un modo conforme con las leyes, regulaciones, normas, procedimientos y estándares, tanto internos como externos, que le aplican en todos sus ámbitos de operación. Asimismo, la compañía entiende que la integridad engloba el conjunto de instrumentos de los que se ha dotado para orientar a sus empleados en un comportamiento coherente con su Misión, Visión y Valores.

La política de asignación de recursos a programas culturales y sociales se centra en aquellos proyectos que generan un mayor valor para la sociedad, a la vez que permiten reforzar el compromiso adoptado por el Grupo Gas Natural para integrarse, de manera positiva, en cada comunidad y país donde desarrolla su actividad de negocio.

Organigrama de Grupo Gas Natural



Organigrama Del Emisor Dentro Del Grupo



Junta Directiva

La Junta Directiva tiene la asignación directa y expresa de supervisión de todas las actividades de **EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO-OESTE, S.A.** Se reúne trimestralmente en las oficinas de EL EMISOR y dentro de su funciones se está el monitorear la implementación de las directrices generales del negocio, en las cuales se analiza el informe del Gerente General sobre el desempeño del negocio y los estados financieros, entre otros.

La Junta directiva cuenta con seis directores principales. La elección de los actuales Directores y Dignatarios se efectuó el 3 de diciembre de 2009. Ellos ejercen sus cargos por el tiempo que determinen los accionistas.

Directores y Dignatarios de la sociedad:

Victor Cruz Vega	Presidente
Ricardo Barranco Perez	Vice-Presidente / Director
José Luis Fernández	Tesorero
Cinthya Camargo Saavedra	Secretario
Manuel Benito	Director
Ramón Linares Morera	Vocal
Salvador Peñarrubia	Director
Marco Ameglio	Director
Cecilia Porras	Director

J. INFORME SOBRE TENDENCIAS

De acuerdo a lo establecido en las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad, el CND debe realizar el Informe Indicativo de Demandas que incluya las hipótesis de cálculo y datos utilizados para definir los escenarios de demanda, y los resultados de: (i) Consumo previsto; (ii) Pérdidas previstas y su justificación; y (iii) Demanda máxima de generación del sistema y demanda interrumpible, de cada Participante Consumidor previsto para el año siguiente y de los clientes regulados de cada Distribuidor. Antes del 1° de octubre de cada año, el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas a la ASEP, quien dentro de un plazo no mayor que 30 días de recibido el Informe, lo aprobará o podrá requerir justificadamente ajustes antes de su aprobación.

De acuerdo al Informe Indicativo de Demanda 2009-2018, la demanda máxima de generación de EDEMET muestra en promedio un crecimiento superior al 5% durante los próximos ocho años, de acuerdo a la siguiente tabla:

EDEMET: PRONÓSTICO ANUAL Y MENSUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN

EDEMET	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	565.03	588.71	615.89	616.27	615.89	587.09	592.80	580.32	608.63	604.48	615.11	617.45	617.45	---
2010	582.60	614.17	638.40	641.76	641.83	612.43	609.84	599.86	625.93	621.42	633.28	631.63	641.83	3.95%
2011	606.42	644.07	671.18	684.06	684.42	649.25	647.94	636.33	663.90	658.38	671.41	671.27	684.42	6.64%
2012	632.86	655.46	695.67	713.64	715.96	679.37	679.57	667.94	696.79	688.22	704.28	702.95	715.96	4.61%
2013	666.12	686.64	727.88	747.65	751.34	717.02	715.89	705.43	732.56	724.72	741.28	739.82	751.34	4.94%
2014	700.09	731.20	764.30	784.55	789.90	752.58	752.33	740.09	768.60	760.19	775.85	775.61	789.90	5.13%
2015	735.07	778.79	802.98	823.76	828.90	789.92	790.59	776.47	806.45	797.68	812.22	813.68	828.90	4.94%
2016	778.15	810.14	850.54	868.43	873.42	832.07	833.95	818.93	849.21	840.01	854.00	853.64	873.42	5.37%
2017	819.95	850.04	895.79	914.50	920.36	877.18	879.06	862.79	897.34	885.36	899.77	899.29	920.36	5.37%
2018	865.76	908.57	940.76	961.35	964.82	920.84	922.36	906.23	940.76	927.74	942.61	940.95	964.82	4.83%

Fuente: CND, Informe Indicativo de Demandas 2009-2018

Bajo tales condiciones de crecimiento, se espera que el número total de clientes en el año 2009 de 340,000 supere los 475,000 en el año 2018, con una energía facturada que podría pasar de 2.7 GWh a 4.2 GWh en este mismo período.

K. INVESTIGACIONES Y DESARROLLO. PATENTES Y LICENCIAS

El Emisor no cuenta con investigaciones, desarrollos, patentes y licencias que reportar.

ANALISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

Resultado de Explotación

Los ingresos del Emisor han disminuido en un 13% al 31 de diciembre de 2009 (US$567.5 millones a diciembre 2008), este efecto se debe a la reducción de costos de la energía en el mercado ocasional en comparación al

2008. Este ahorro en las compras de energía se reflejan en la facturación a los clientes, debido al modelo tarifario regulatorio vigente que permite que las compras de energía se trasladen a los clientes a través de la facturación del servicio de distribución, mediante un modelo “pass-through”. El año 2008 fue un año atípico en lo referente a las compras de energía por parte de las empresas de distribución eléctricas. Durante el 2009, los costos de la energía volvieron a niveles cercanos al 2007, cuando EDEMET registró ingresos por US$453.5 millones. En el 2009 el Emisor ha registrado un mayor número de clientes y a su vez un mayor registro de consumo.

El margen de contribución de la Empresa al 31 de diciembre de 2009 fue 19%, porcentaje superior a los 15.3% obtenidos a diciembre 2008. Dicho incremento guarda relación con la reducción de los precios de la energía durante el 2009, principalmente en el caso de los precios de las compras en el mercado ocasional.

De igual forma se observa que los márgenes operativos de la Empresa mejoraron durante el 2009, lo cual demuestra un buen manejo por parte de la empresa. Uno de los objetivos más importantes de la Empresa es mejorar su nivel de eficiencia operacional. Este indicador a diciembre 2009 se ubicó en 36.3%, el cual fue más favorable que el 37.2% reportado en diciembre 2008. De esta forma, la utilidad operativa de EDEMET alcanzó US$59.6 millones durante el 2009, mostrando un crecimiento de 9.8% respecto al período anterior.

A. Liquidez

El Emisor cerró el año con un activo circulante de US$86 millones un 7% inferior al 2008. Esto se debió principalmente a la disminución en cuentas por cobrar y otros activos. En efectivo y equivalentes cerró el año con US$3.6 millones, similar al año anterior cumpliendo los lineamientos corporativos de quedar con el menor recurso ocioso posible.

La razón corriente durante el 2008 y 2009 fue de 0.66 veces y 0.63 veces respectivamente. A pesar de que generalmente el indicador se ha ubicado por debajo de 1.0 veces, se toma en cuenta que el esquema de negocios de EDEMET involucra realizar desembolsos de efectivo periódicamente. De esta forma, mantener mayores niveles de efectivo y depósitos en bancos para incrementar el indicador de liquidez general, no resultaría conveniente para la Empresa por razones financieras.

Las necesidades de capital de trabajo aumentó en un 5.9% al cierre del 2009 (US$47.2 millones en 2008). Al analizar el indicador (razón corriente), este se ve afectado por la política de la empresa de mantener su inventario (materiales para inmovilizados) dentro de los inmovilizados. Además de acumular en el pasivo circulante dos (2) meses de compra de energía.

Las cuentas por cobrar del Emisor disminuyeron 4.8% respecto al 2008, alcanzando los US$82.1 millones, incluyendo energía suministrada no facturada. Esto se debe principalmente a una disminución importante de los desvíos tarifarios por costos de abastecimiento y consumidores particulares. EDEMET ha cubierto el riesgo de morosidad a través de la constitución de provisiones cerca del 90% de los saldos morosos mayores a 60 días.

Según se establece en el marco regulatorio vigente y dado que los costos estimados de abastecimientos, reconocidos en la tarifa fueron inferiores a los costos reales del año 2009, la compañía ha reconocido un activo por desvíos tarifarios en el año 2009 por US$2.2 millones.

Cuentas por cobrar clientes:	**2009**	**%**	**2008**	**%**
Consumidores particulares	49,413,844	50%	51,999,417	51%
Gobierno y entidades autónomas	9,941,547	10%	8,925,873	9%
Deudores varios y otras cuentas por cobrar	10,742,107	11%	4,094,137	4%
Otras cuentas por cobrar:				
Energía suministrada y no facturada	23,924,580	24%	21,816,882	21%
Desvíos tarifarios por costos de abastecimiento	2,184,825	2%	12,919,356	13%
Cuentas por cobrar - empresas del Grupo	2,990,601	3%	2,777,663	2%

Sub total	**99,197,504**	**100%**	**102,533,328**	**100%**
Provisión para posibles cuentas incobrables	(17,026,081)		(16,184,649)	
TOTAL	**82,171,423**		**86,348,679**	

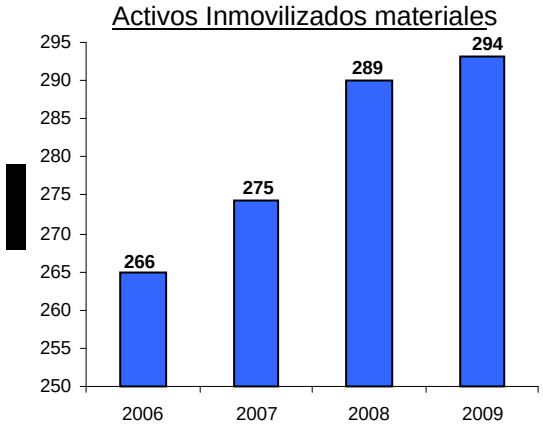
Cuentas por cobrar, clientes por fecha de facturación:	**2009**	**%**	**2008**	**%**
Corriente	38,206,294	55%	36,848,623	57%
30 días	10,532,008	15%	10,995,064	17%
60 días	2,186,039	3%	1,813,867	3%
90 días	528,470	1%	723,805	1%
De 91 días a 1 año	3,977,606	5%	3,079,614	5%
Mas de 1 año	14,667,081	21%	11,558,454	17%
Sub total	**70,097,498**	**100%**	**65,019,427**	**100%**
Provisión para posibles cuentas incobrables	(17,026,081)		(16,184,649)	
TOTAL	**53,071,417**		**48,834,778**	

Al cierre del 2009 la utilidad neta alcanzó US$25.5 millones, aumentando un 9.8% respecto al año anterior. Este aumento se debe a la disminución en los aprovisionamientos que logró la empresa en las compras de energía en el mercado ocasional, adicional a la mejoría en la eficiencia operativa que produjo un importante ahorro en los gastos.

B. Recursos de Capital

Activos

El Emisor registró Activos por $385.2 millones para diciembre de 2009 lo cual no representa mayor variación en comparación con el período anterior. Los activos inmovilizados materiales representan 76.4% del activo total y aumentaron un 2% respecto al año anterior.



Pasivo

Al 31 de diciembre de 2009, los pasivos totales de EDEMET eran US$267.2 millones, reflejando una disminución menor al 2% respecto a diciembre de 2008. Los principales rubros del pasivo incluyen la deuda financiera a corto y largo plazo, lo que representa un 43% de los pasivos. Las cuentas por pagar aumentaron 47% a US$87.8 millones al finalizar el año 2009, principalmente por el aumento de los acreedores comerciales (agentes del mercado), el cual paso de US$46.7 millones a US$78.5 millones en el 2009. La deuda financiera a corto plazo disminuyó cerca del 50% a US$37.8 millones para diciembre de 2009. Esta disminución se debe a que el Emisor utilizó su flujo de efectivo para cancelar sus obligaciones de mayor costo.

Durante el año 2009 EDEMET utilizó líneas de crédito contratadas con The Bank of Nova Scotia (saldo de US$5.1 millones), HSBC Bank (Panamá), S. A. (saldo de US$1.6 millones), Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A. (saldo de US$3.2 millones), Banco Aliado, S.A. (saldo de US$9.8 millones), Citibank, NA (saldo de US$2.5 millones) y Banco Nacional de Panamá (saldo de US$15 millones). La compañía tiene línea de crédito contratadas o disponibles por US$106~~187~~ millones.

Al cierre del 2009 la deuda a largo plazo se mantiene en US$77 millones al igual que el 2008. De estas obligaciones US$30 millones vencen en junio 2011, US$27 millones en diciembre 2012 y US$20 millones en junio de 2014.

Los pasivos financieros a EBITDA alcanzaron 1.9 veces al cierre del 2009 (2.7 veces al 2008).

Patrimonio
Al 31 de diciembre de 2009 el patrimonio de EDEMET cerró en US$118 millones, aumentando US$2.6 millones, debido al incremento de las utilidades del propio ejercicio. La razón pasivo total/patrimonio disminuyó de 2.4 al cierre del 2008 a 2.3 al cierre del 2009.

Patrimonio	2009	2008
Capital suscrito	82,634,863	82,634,863
Reservas de capital	5,099,236	5,099,236
Utilidades no distribuidas	30,298,155	27,684,614
PATRIMONIO NETO	**118,032,254**	**115,418,713**

C. Resultados de las Operaciones

La energía consumida por el Emisor durante el año 2009 fue de 2,845.05 GWh. Por zonas, la provincia de Panamá facturó 2,280.05 GWh; las provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas facturaron 565.00 GWh.

Ingresos

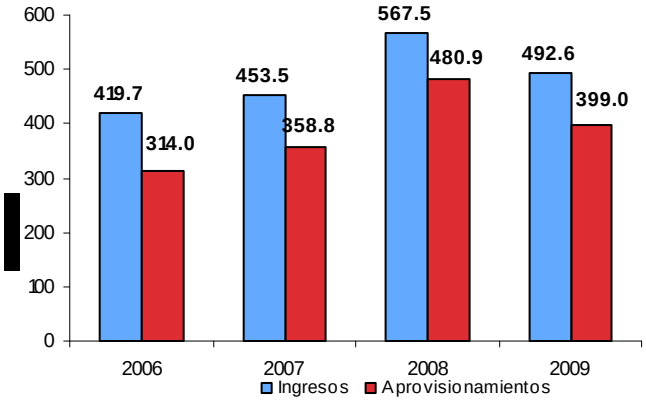
Ingresos	2009		2008	%
Venta de energía:				
Energía facturada a los clientes	497,303,482		556,091,694	
Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos	(10,735,131)		661,780	
Subsidio	0		3,665,554	
Cambio neto en la energía no facturada	2,107,698		3,186,654	
Total Venta de Energía	488,676,049	99%	563,605,682	99%
Otros ingresos	3,959,631	1%	3,915,738	1%
TOTAL DE INGRESOS	492,635,680	100%	567,521,420	100%

Al cierre del 2009, el Emisor alcanzó un total de 346,952 clientes un 3.8% mayor al año 2008. La distribución porcentual con respecto a la cantidad de clientes por provincia es la siguiente: Panamá 55%, Coclé 15%, Veraguas 13%, Herrera 9% y Los Santos 8%.

Costos

La compra de energía disminuyó a US$387.4 millones, lo cual representó una disminución de 17% con respecto al año anterior. El precio promedio de la compra fue US$119.38/MWh. La disminución en el precio del petróleo, fue la causa principal para la disminución en el costo de compras en el mercado ocasional y en los contratos de suministros. Históricamente EDEMET compra una mayor cantidad de MWh de energía a través de contratos de energía, siendo la relación PPA/Mercado Ocasional alrededor de 60%/40% para los tres últimos años, en la actualidad se tiene 100% contratada (compra).
Las tarifas de la empresa se ajustan mensualmente debido a los cambios en el precio del petróleo y semi-anualmente para reflejar los cambios en el Índice de Precios al Consumidor.

Ingresos y Aprovisionamientos



Utilidad

A diciembre de 2009 la utilidad neta de EDEMET fue US$25.5 millones, lo que representa un aumento de 9.8% en comparación con el año anterior. El beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización – EBITDA - fue de US$59.6 millones, lo que representa aumento de 9.8% en comparación con el año anterior. El resultado del 2009 da un retorno sobre activos promedios de 6.6% (6.0% en 2008) y un retorno sobre patrimonio promedio de 21.6% (20.1% en 2008). La utilidad neta/total de ingresos aumentó de 4.1% a 5.2% al cierre del 2009.

Análisis de Perspectiva

Lo más significativo que se espera en el negocio de distribución eléctrica durante el año 2010 es la definición del nuevo régimen tarifario que rige de julio 2010 a junio 2014. Se espera mantener los valores actuales definidos para el valor agregado de distribución y poder mantener las exigencias con respecto a la calidad de servicio, ya que las empresas en Panamá son comparadas contra las mejores prácticas del sector a nivel del continente. Para aclarar, este nuevo régimen determina el ingreso máximo permitido de las distribuidoras para el periodo 2010 -14, pero las actualizaciones de tarifa se realizan cada seis meses ya que los costos de generación y transmisión son pasados a los clientes finales.

La proyección de los ingresos establecidos por el Emisor para el 2010 esta basado en un crecimiento de la demanda del 3%, que es un valor promedio esperado para el sector. Las perspectivas de crecimiento que se espera para la economía nacional y las nuevas inversiones que se proyectan para el país proporcionan elementos suficientes que soportan la premisa de un crecimiento en la demanda en el año.

La estrategia esperada del Emisor relacionada a las inversiones es realizar principalmente las que aseguren una disminución de las pérdidas en la red, además de las recurrentes como las de nuevos suministros. Entre ellas, la más importante es la S/E Las Guías, que no solamente disminuirá las pérdidas, sino que daría una mejor calidad de servicio en el área de playas del Pacífico. Otras inversiones importantes para la disminución de las pérdidas son el proyecto de gestión remota en el área de Veracruz y la red invertida en el sector oeste de la Provincia de Panamá. Además, existe un compromiso con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para llevar energía a sectores rurales que se encuentren alejados de nuestra área de influencia, esto como parte de nuestra responsabilidad social corporativa.

Otro punto importante en la gestión del Emisor es seguir trabajando fuertemente como se ha realizado en los últimos años en todo lo relacionado a conseguir eficiencias operativas. Se tiene pensado lograr las eficiencias establecidas en el presupuesto de gastos, a través de las iniciativas de mejora de procesos (sinergias) que lidera un equipo de trabajo establecido en la corporación que se llama Oficina de Proyectos en conjunto con la

Boston Consulting Group que ha definido la metodología para la consecución de los objetivos. A resaltar como puntos más significativos en el trabajo establecido, es la consecución del contrato integral de distribución y nuevas iniciativas como la lectura por celular. Esto también incluye un control estricto de los gastos por parte de todas las unidades, para seguir manteniendo un ratio de eficiencia envidiable para el sector.

VI. DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS.

A. Directores, Dignatarios, Ejecutivos y Administradores

Victor Cruz Vega	Presidente / Director
Ricardo Barranco Perez	Vice-Presidente / Director
José Luis Fernández	Tesorero
Cinthya Camargo Saavedra	Secretario
Manuel Benito	Director
Ramón Linares Morera	Vocal
Salvador Peñarrubia	Director
Marco Ameglio	Director
Cecilia Porras	Director

Víctor Manuel Cruz Vega	Presidente /Dignatario
Pasaporte	BE242049
Nacionalidad:	Española
Fecha de nacimiento:	Septiembre 5 de 1965
Dirección Comercial:	Calle 71A No. 5-38 Bogotá Colombia
Correo Electrónico:	vcruzv@electricaribe.com
Tel.	571 3766270
Fax.	571 3766250

Ingeniero Superior en Sistemas de Información, con el grado cum Laude de la Universidad Politécnica de Madrid, cuenta con un Postgrado en Redes Neuronales de la Université d'Orsay y un Master en Administración y Dirección de Empresas (MBA) Universidad Pontificia de Comillas. ICADE – Madrid. Inicio en 1990 como parte del equipo de sistemas de información de Unión Fenosa para encargarse de la toma de control y la gestión de los negocios de distribución eléctrica de Unión Fenosa fuera de España, habiendo sido el responsable de la due dilligence, take over y control de gestión de las empresas eléctricas en Argentina, Bolivia, Kenia, Panamá, Guatemala, República Dominicana, Colombia, Nicaragua y Moldavia. A partir de entonces ha ocupado importantes cargos directivos en las empresas del Grupo Unión Fenosa y en la actualidad, como parte del Grupo Gas Natural, es el Country Manager de Colombia Electricidad y el Regional Manager para los negocios de Centroamérica.

Ricardo Augusto Barranco Perez	**Vice- Presidente / Director**
Cédula:	No.9-93-570
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	8 de noviembre de 1950
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	rbarranco@ufpanama.com
teléfono:	(507) 315-7691
Fax:	(507) 315-7696

Nació el 8 de noviembre de 1950, Casado, Graduado de Ingeniero Electromecánico en la Universidad de Panamá en el año 1979. Ingresa a laborar en la empresa EDEMET-EDECHI en el año 1999 como Asesor de la Vicepresidencia Ejecutiva, actualmente Country Manager. Su experiencia en el sector eléctrico inicia en el IRHE (Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación) en el año 1975, en donde desempeñó diversos cargos, al momento de su contratación desempeñaba el cargo de Gerente General de ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica).

José Luis Fernández	**Tesorero**
Cédula:	No. BB 985-930 (pasaporte español)
Nacionalidad:	Española / Argentina
Fecha de Nacimiento:	22 de enero de 1970
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	jlfernandez@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7605
Fax:	(507) 315-7698

Graduado de Contador Público Nacional en la Universidad de Belgrano, Argentina, en el año 1993, ha ocupado los cargos en Soluziona (actualmente Indra S.A.) de Gerente Senior en Management Consulting (Argentina) con responsabilidad Regional para Latinoamérica y posteriormente de Director en Consultoría Procesos Corporativos en Utilites (España) con responsabilidad global. Ha trabajado en proyectos siendo Director de implantación de sistemas y procesos corporativos en Argentina, Brasil, Uruguay, Chile, Venezuela, Colombia, Albania, Bahrein, Filipinas y en España. A principios del 2007 se ha incorporado a UNION FENOSA Internacional desarrollando actividades de Control de Gestión y en el 2008 ha sido designado Director Corporativo en UNION FENOSA Panamá y actualmente desempeña el cargo de Director Económico Financiero en la empresa con la entrada del Grupo GAS NATURAL.

Cinthya Camargo Saavedra	**Secretaria**
Cédula:	No.8-442-715
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de agosto de 1973
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072.
Correo Electrónico:	Camargo@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7968
Fax:	(507) 315-7858

Graduada de Licenciada en Derecho y Ciencias Políticas en 1998, Universidad de Panamá; MBA en Derecho Mercantil 2000 en la USMA, Diplomado Internacional en Negocios, Tratados y Comercio Internacional 2002 en la ULACEX; ha ocupado el cargo de Asesora Jurídica por Servicios Profesionales en la Gerencia Jurídica 2006; Asesora Jurídica Interna 2008, actualmente ocupa el cargo de Gerente Jurídica.

Manuel Benito	**Director**
Pasaporte:	BA455457
Nacionalidad:	Española
Fecha de Nacimiento:	15 de junio 1962
Dirección Comercial:	Avda. de San Luis, 77, Madrid
Apartado Postal:	28033
Correo Electrónico:	mbenito@unionfenosa.es
teléfono:	+34 91 201 55 92
Fax:	+34 91 210 01 02

Ingeniero de profesión se incorporó al Grupo Unión Fenosa en el año 1990 como Jefe del Equipo de Sistemas de Gestión de Distribución y desde entonces ha desempeñado diversos cargos dentro de la dicha organización tanto en España como en Inglaterra y diversos países de América Latina ocupando a partir del año 2006 el cargo de Director de Operaciones de Unión Fenosa Internacional. Ha trabajado como consultor en Arthur Andersen Consulting y en la actualidad, como parte del Grupo Gas Natural, es Director de Dirección Técnica de Distribución.

Ramón Linares Morera	**Vocal**
Cédula:	No.BF-637169
Nacionalidad:	Española
Fecha de Nacimiento:	5 de julio de 1964
Dirección Comercial:	Avenida San Luis, No.77 Madrid (España)
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	rlinares@ufinternacional.com
Teléfono:	0034912015667
Fax:	0034912100102

Economista y Abogado de profesión y MBA por el IESE. Ha trabajado como analista de Fusiones y Adquisiciones en el Chase Manhattan Bank y consultor en Summa Consulting, incorporándose a Unión Fenosa en 1993 donde ha desarrollado principalmente actividades en materia de Fusiones y Adquisiciones así como de gestión de diferentes empresas internacionales del Grupo. Ha sido Vicepresidente y CEO de Cambridge Water y Cambridge Gas & Electricity, Presidente Ejecutivo de las distribuidoras eléctricas del Grupo en Moldavia y Presidente de la región Centroamericana del Grupo que engloba fundamentalmente las distribuidoras eléctricas del Grupo en Panamá, Nicaragua y Guatemala. En la actualidad es Director de Estrategia y Desarrollo de Negocio para Latinoamérica del Grupo Gas Natural.

Salvador Peñarrubia	**Director**
Cédula:	AA119275
Nacionalidad:	Española
Fecha de Nacimiento:	6 de febrero de 1962
Dirección Comercial:	Avda. de San Luis, 77
Apartado Postal:	28033
Correo Electrónico:	spenarrubia@unionfenosa.es
Teléfono:	+34 912 107 849
Fax:	+34 912 015 248

Licenciado en Ciencias Económicas, ha cursado programas de post-grado en Dirección General por el IESE y ha sido durante varios años profesor de Control de Gestión en la Universidad Pontificia Comillas (ICADE) y de Gestión de Riesgos en la Escuela de Organización Industrial (EOI). Ha trabajado como auditor y consultor en Arthur Andersen durante 11 años y tras pasar 3 años en Telepizza como Director General de Recursos se incorporó en enero de 2001 a Unión Fenosa, actualmente integrada dentro del Grupo Gas Natural en donde ha ocupado diferentes cargos de responsabilidad en el área económico-financiera hasta su nombramiento como Director Económico-Financiero Internacional del Grupo Gas Natural en julio pasado.

Cecilia Porras	Directora
Cédula:	N-16-929
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	12 de enero de 1959
Dirección Comercial:	Edif. Marbella Tower 1, Calle 54 Marbella
Apartado Postal:	0843-01072, Panamá (EDEMET)
Correo Electrónico:	cecilia@ariasporras.com
Teléfono:	315-7622 (EDEMET)
Fax:	315-7622 (EDEMET)

Abogada de profesión, ejerció el cargo de Secretaria y Directora Jurídica de la Empresa Bahía Las Minas, Corp. y en la actualidad es Directora de EDEMET en representación del Estado.

Marco Ameglio Samudio	Director
Cédula	8-232-341
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	28 de febrero de 1971
Dirección Comercial:	Empresas Bonlac, Brisas del Golf Vía Tocumen

Apartado Postal:	0843-01072, Panamá (EDEMET)
Correo Electrónico:	kmontenegro@bonlac.com (Secretaria)
Teléfono:	315-7622 (EDEMET)
Fax:	315-7622 (EDEMET)

Estudio Administración de Empresas en la Universidad Santa Maria La Antigua (USMA), en la ciudad de Panama, y posteriormente hizo cursos de Post-Grado en alta Gerencia, en el Instituto Centro Americano de Administración de Empresas (INCAE) en Costa Rica y en Pennsylvania State University, en la actualidad es Director de EDEMET en representación del Estado.

B . Principales Ejecutivos

José Luis Fernández	**Director Económico Financiero**
Cédula:	No.985-930 (pasaporte)
Nacionalidad:	Argentina
Fecha de Nacimiento:	22 de enero de 1970
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	jlfernandez@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7605
Fax:	(507) 315-7698

Graduado de Contador Público Nacional en la Universidad de Belgrano, Argentina, en el año 1993, ha ocupado los cargos de Director en Management Consulting Soluziona Argentina Responsabilidad Regional, Director en Consultoría Procesos Corporativos en Utilites (Soluziona España), Control de Gestión UNION FENOSA Internacional, Director Corporativo UNION FENOSA Panamá y actualmente desempeña el cargo de Director Económico Financiero.

Sebastián Pérez Henríquez	**Director de Distribución Eléctrica**
Cédula:	No.7-101-914
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de septiembre de 1967
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	sperez@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7982
Fax:	(507) 315-7969

Nació el 25 de septiembre de 1967, casado, graduado de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Tecnológica de Panamá en el año 1992, su experiencia en el sector se inicia en el IRHE, se ha desempeñado como Proyecto de Mejora a la Gestión Mantenimiento, Gerente de Gestión de Red, Gerente de Distribución, Director Operativo, actualmente es el Gerente de Distribución.

Miriam de Guerra	**Director de Planificación de Ingresos y Regulación**
Cédula:	No.8-206-695
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	9 de noviembre de 1956
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	mdeguerra@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7695
Fax:	(507) 315-7729

Nació el 9 de noviembre de 1956, casada, graduada de Ingeniera Industrial en la Universidad Tecnológica de Panamá, profesionalmente se inicia en el IRHE, cuenta además con un Postgrado en Gestión Pública, ingresó

en EDEMET, S.A. en el año 1999, a la posición de Gerente de Regulación y Compras de Energía, actualmente Directora de Regulación.

Raymundo W. Alvarez	**Director de Recursos Humanos**
Cédula:	No.8-442-462
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	1 de mayo de 1973
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	ralvarez@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7978
Fax:	(507) 315-7858

Nació el 1º de mayo de 1973, casado, se graduó de Licenciado en Banca y Finanzas en la UIP en el 2000, tiene un Post Grado en Alta Gerencia de la UIP en el 2001, Maestría en Administración de Negocios (MBA) con énfasis en Gerencia Estratégica UIP 2002, MBA con especialización en Mercadeo 2008, MBA en Recursos Humanos UIP; ESADE Business School PDD 2009. Ha desempeñado las funciones de Jefe de Cobro Centralizado AMTM, Gerente General Metra Panamá, Gerente de Servicios ESEPSA, Gerente de Organización y Recursos Humanos.

Ileana A. Villalaz de Peregrina	**Director de Servicio al Cliente**
Cédula:	No.8-232-347
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	13 de mayo de 1963
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	ideperegrina@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7961
Fax:	(507) 315-7918

Nació el 13 de mayo de 1963, casada, se graduó como Ingeniera Industrial en 1986 en la Universidad de Louisiana State; MBA 2001 NOVA Southeatern University; ESADE Business School PDD 2009, ha desempeñado las funciones de Gerente Comercial, Gerente de Clientes, y actualmente ocupa el cargo de Gerente de Administración Comercial.

Cinthya Camargo Saavedra	**Director de Servicios Jurídicos**
Cédula:	No.8-442-715
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de agosto de 1973
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072.
Correo Electrónico:	Camargo@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7968
Fax:	(507) 315-7858

Graduada de Licenciada en Derecho y Ciencias Políticas en 1998, Universidad de Panamá; MBA en Derecho Mercantil 2000 en la USMA, Diplomado Internacional en Negocios, Tratados y Comercio Internacional 2002 en la ULACEX; ha ocupado el cargo de Asesora Jurídica por Servicios Profesionales en la Gerencia Jurídica 2006; Asesora Jurídica Interna 2008, actualmente ocupa el cargo de Gerente Jurídica.

Jezabel Pastor	**Director de Compras y Servicios Generales**
Cédula:	No.8-391-195
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	23 de octubre de 1971

Dirección Comercial:	Albrook, Edificio Noo812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	jpastor@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7907
Fax:	(507) 315-7708

Nació el 23 de octubre de 1971, casada, se graduó de Licenciada en Contabilidad en la Universidad de Panamá en 1998; ESADE Business School, PDD 2009, se ha desempeñado como Jefe de Auditoría, Gerente de Control y Auditoría, actualmente Gerente de Compras, Logística y Servicios.

Natividad Castañedas Sáez	**Director de Sistemas de Información**
Cédula:	No.6-53-1971
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de diciembre de 1960
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	ncastaneda@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7954
Fax:	(507) 315-7700

Nació el 25 de diciembre de 1960, casada, se graduó de Ingeniera en Sistemas Computacionales en 1992 en la Universidad Tecnológica de Panamá; ha desempeñado el cargo de Analista de Soporte 2000, Directora General de UFINET Panamá 2006; Tecnología de Sistemas 2008, Gerente OMI Sistemas actualmente.

Manu Vallabhbhai	**Director de Despacho Eléctrico**
Cédula:	No.8-235-510
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	9 de noviembre de 1963
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes de la Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	mvallabhbhai@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7860
Fax:	(507) 315-7918

Nació el 9 de noviembre de 1963, casado, se graduó de Ingeniero Electromecánico 1990 en la Universidad Tecnológica; ESADE Business School 2009, ha ocupado el puesto de Protecciones y Telecontrol 1998-2006, Gerente de Gestión de Energía actualmente.

C. Empleados de Importancia y Asesores

A la fecha, el Emisor no emplea a personas en posiciones no ejecutivas (científicos, investigadores, asesores en general) que hacen contribuciones significativas al negocio del Emisor.

D. Asesores Legales

Asesor Legal Externo

El Asesor Legal externo del Emisor es Galindo, Arias & Lopez. El nombre del contacto principal es la Lic. Ramón Ricardo Arias.

Dirección Comercial:	Scotia Plaza, Piso 9-11, Ave. Federico Boyd N.18 y Calle 51
Apartado Postal:	0816-03356
Correo Electrónico:	rrarias@gala.com.pa
Teléfonos:	303-0303
Fax:	303-0434

Para la presente emisión de VCNS Corporativo, la firma forense SUCRE,ARIAS & REYES funge como los asesores legales del Emisor. Específicamente, el Licenciado Ernesto Eduardo Arias ha manejado todos los temas legales concernientes a la preparación y registro del Programa de VCN del Emisor.

Dirección Comercial:	Calle 50 y Juan Ramón Poll
Apartado PostaL	0816-1832, Panamá, República de Panamá
Correo Electrónico:	eea@sucre.net
Teléfonos:	204-7900
Fax:	264-1168

Asesor Legal Interno

El asesor legal interno de El Emisor es la Señora Cinthya Camargo.

E. Auditores

Los auditores externos actuales son Price Waterhouse Coopers. El encargado de la cuenta de EL Emisor es el señor Victor Delgado. Los datos son:

PricewaterhouseCoopers Panamá
Avenida Samuel Lewis y Calle 55E
Urbanización Obarrio, Panamá
República de Panamá
Tel. 206-9200 Fax. 264-5627
Dirección Postal: Apartado postal 0819-05710
Zona El Dorado – República de Panamá
Attn: Víctor Delgado
Correo Electrónico: victor.delgado@pa.pwc.com

Anteriormente EL EMISOR utilizaba los servicios de Deloitte los datos son:

Deloitte
Avenida Roberto Motta
Costa del Este, Torre Capital Plaza - Piso 7
Apartado No. 0816 - 01558
Panamá; República de Panamá
Teléfono: (507) 303-4100
Fax: (507) 264-7124
Attn: Lesbia de Reyes
Correo Electrónico: lereyes@deloitte.com

Auditor Interno y Control De Gestión

.

Omar Eugenio Camero G	**Auditor Interno**
Cédula:	No.8-284-712
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	12 de agosto de 1967
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes de la Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	ocamero@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7860
Fax:	(507) 315-7918

Graduado de Contador en la Universidad Nacional de Panamá 1996. Maestría en Tributación de la Universidad Especializada del Contador Público Autorizado 2007. Ha realizado su ejercicio profesional en Arthur Andersen como auditor e ingreso a EDEMET en octubre de 2000 como responsable de Contabilidad Central y actualmente se desempeña como responsable de Auditoria Interna.

Carlos Aníbal Guerra	**Control de Gestión**
Cédula:	No.4-248-815
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	2 de marzo de 1973
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes de la Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	ocamero@ufpanama.com
Teléfono:	(507) 315-7860
Fax:	(507) 315-7918

Graduado de Ingeniero Industrial de la Universidad Tecnológica de Panamá en 1998, Diplomado en Habilidades Gerenciales por la San Diego University en 2007. Ha desempeñado los cargos de Proyecciones Financieras, Planificación Estratégica y Control de Gestión, actualmente desempeña el cargo de Controller.

F. Designación por Acuerdos o Entendimientos

De conformidad con lo expuesto en el Pacto Social de EL EMISOR, y en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 el Estado panameño podrá nombrar a dos miembros de la Junta Directiva de EL EMISOR mientras el Estado posea, por lo menos, 25% de las acciones del Capital Social de EL EMISOR.

G. Compensación

Compensación a Directores y Dignatarios.

Los Directores y Dignatarios del Emisor reciben dietas por su participación en las reuniones de Junta Directiva y Comités Ejecutivos. El monto de la compensación pagada a cada director por reunión de Junta directiva es de B/.2,000.00. Las reuniones se llevan a cabo trimestralmente. Durante el año 2008 se le pagó a los directores B/.32,000.00. No existen fondos reservados en previsión de pensiones, retiros, u otros beneficios similares. El Ingeniero Ricardo A. Barranco P. no percibió dieta alguna para el año 2007-2008.

H. Prácticas de la Directiva

Practicas de la Directiva.

La última elección de Directores se efectuó mediante reunión de Junta de Accionistas de tres (3) de diciembre de 2009 y los Directores Principales fueron elegidos para ejercer sus respectivos cargos hasta la próxima Junta de Accionista a realizarse en el 17 de marzo de 2010. Los miembros de la Junta Directiva del Emisor ejercen sus cargos por un plazo de dos (2) años, pero podrán ser reelectos de manera sucesiva.

No existe contrato entre **EL EMISOR** y la directiva que prevea adquisición de beneficios cuando concluyan sus periodos.

A continuación detallamos los cargos y las fechas desde que han ejercido sus cargos actuales los Directores del Emisor:

DIRECTOR	POSICION ACTUAL	INICIO EN LA DIRECTIVA	POSICION ANTERIOR
RICARDO BARRANCO	Director /VICE PRESIDENTE	JUNIO DE 2002	Apoderado Panamá
MANUEL BENITO	Director	OCTUBRE DE 2009	Director de Operaciones de UF internacional Madrid
SALVADOR PEÑARRUBIA	Director	OCTUBRE DE 2009	Área Económico Financiera de UF Madrid
MARCO AMEGLIO	Director /Estado	OCTUBRE DE 2009	N/A
ROSA CECILIA PORRAS	Directora /Estado	OCTUBRE DE 2009	N/A

De conformidad con lo establecido en los Estatutos de EDEMET, las reuniones de Junta Directiva se regirán por las siguientes reglas:

1. Para tratar cualquier asunto es necesario que exista quórum.
2. El quórum consiste en la mitad más uno de los Directores de la Sociedad, presentes en persona o por apoderado.
3. El quórum se verificará dentro de la hora siguiente a la indicada en la convocatoria de la Junta y de no verificarse la reunión será disuelta y deberá efectuarse una nueva convocatoria.
4. El Presidente de la Sociedad dirigirá la reunión de Junta Directiva y si no estuviera presente los Directores elegirán uno entre los Directores para ser el Presidente de la Reunión.
5. El Secretario de la Sociedad actuará como Secretario de la Reunión de Junta Directiva y si no estuviera presente los Directores elegirán uno entre los Directores para ser el Secretario de la Reunión, salvo que la Junta haya designado a un Secretario Especial.
6. El Secretario, antes de iniciar la reunión entregará al Presidente la lista de los directores con derecho a voto.
7. En las reuniones, el Presidente podrá con el consentimiento de la mayoría de los Directores, aplazar cualquier reunión de tiempo en tiempo y trasladarla de un lugar a otro, pero ningún asunto será tratado sino hubiera sido incluido en el orden del día de la reunión aplazada.
8. La reunión iniciará a la hora citada para la reunión y el Secretario verificará el quórum reglamentario.
9. Una vez comprobado el quórum, el Presidente declarará abierta la sesión y el Secretario leerá el orden del día. El orden del día podrá ser modificado por la mitad más uno de los Directores presentes en día de la reunión.
10. Debe seguirse el orden de los puntos establecidos en el orden del día y se debatirán y aprobarán en el orden establecido.
11. La reunión será declarada terminada una vez hayan sido discutido todos los puntos del orden del día o cuando no haya el quórum reglamentario para dar inicio a la reunión.
12. Las actas llevarán las firmas del Presidente y el Secretario.
13. Todo asunto de la Junta Directiva será decidido, a mano alzada.

14. Toda discrepancia, contradicción o laguna será resuelta por mayoría de votos.

I. Empleados.

Al 31 de diciembre de 2009 el Emisor emplea 376 personas, en su mayoría permanentes, las cuales están organizadas en sindicatos con un porcentaje de sindicalización de 85% y actualmente en negociación de convención colectiva. El desempeño del personal es avaluado anualmente por departamento de acuerdo a resultados.

EL EMISOR emplea en las siguientes áreas geográficas:

a. Panamá: 278 empleados
b. Coclé: 11 empleados
c. Veraguas: 16 empleados
d. Herrera: 68 empleados
e. Los Santos: 3 empleados

EL EMISOR no emplea trabajadores temporales.

J. **Gobierno Corporativo**.

El Emisor cumple con normas de gobierno corporativo. Véase Formulario de Gobierno Corporativo.

K. Propiedad Accionaria

Grupo de Acciones	Cantidad de Acciones Comunes	% Respecto del Total de Acciones Emitidas y en Circulación
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL CARIBE, S.A. (DECSA)	25,500,000	51%
EL ESTADO	24,122,472	48.25%
ACCIONISTAS MINORITARIOS	377,528	0.75%

No existe ninguna persona natural como accionista controlador del Emisor. No existen derechos a voto diferentes entre acciones ni existen opciones sobre acciones de **EL EMISOR**.

VII. PARTES RELACIONADAS, VINCULOS Y AFILIACIONES

A. Partes Relacionadas

Mundial Valores, S.A., el Puesto de Bolsa autorizado para la colocación de la presente emisión es accionista de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. y de la Central Latinoamericana de Valores, S.A. (LatinClear).

B. Negocios o contratos con partes relacionadas

Los balances generales consolidados y los estados consolidados de utilidades incluían saldos y transacciones con partes relacionadas, tal como se detalla a continuación:

Acreedores	2009	2008	2007
Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.			6,589
Distribución Eléctrica del Norte, S.A.	8,265	8,265	8,265
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	1,598,538	2,159,714	1,900,785
Soluziona Panamá, S.A.			3,959
Soluciona Software Factory			9,525
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	2,137,654	1,140,151	3,356,363
UFINET Panamá, S.A.	204,972	497,331	240,527
Unión Fenosa Internacional, S.A.	477,956	1,464,317	1,855,251
Total	**4,427,385**	**5,269,778**	**7,381,264**

C. Interés de Expertos y Asesores

Ninguno de los expertos o asesores que han prestado servicios al Emisor respecto de la presentación de este prospecto informativo son a su vez, Accionista, Director o Dignatario del Emisor.

VIII. TRATAMIENTO FISCAL

Los titulares de los VCN emitidos por el Emisor, gozarán de ciertos beneficios fiscales según lo estipulado en el Decreto Ley 1 de 8 de julio de 1999:

Artículo 269: Impuesto Sobre la Renta con respecto a ganancias de capital

Para los efectos del impuesto sobre la renta, del impuesto sobre dividendos y del impuesto complementario, no se considerarán gravables las ganancias ni deducibles las pérdidas que dimanen de la enajenación de valores emitidos o garantizados por el Estado.

Igual tratamiento tendrán las ganancias y las pérdidas provenientes de la enajenación de valores registrados en la Comisión, siempre que dicha enajenación se dé:

(1) A través de una bolsa de valores u otro mercado organizado; o

(2) Como resultado de una fusión, una consolidación o una reorganización corporativa, siempre que en reemplazo de sus acciones, el accionista reciba únicamente otras acciones en la entidad subsistente o en una afiliada de ésta. No obstante, la entidad subsistente podrá pagar a sus accionistas hasta uno por ciento (1%) del valor de las acciones recibidas por dichos accionistas en dinero y otros bienes con la finalidad de evitar fraccionamiento de acciones.

En el caso de que una persona disponga de valores que hubiese recibido como resultado de las enajenaciones descritas en los Numerales 1 y 2 anteriores, se tomará el promedio ponderado del precio pagado por dicha persona para adquirir los valores dados en canje, como el costo de dichos valores, para los efectos de calcular el impuesto sobre la renta, de causarse éste.

Artículo 270: Impuesto Sobre la Renta con respecto a intereses

Los intereses que se paguen o acrediten sobre valores registrados en la Comisión causarán impuestos sobre la renta a base de una tasa única del cinco por ciento, que deberá ser retenidos por la persona que pague o acredite tales intereses. Estas rentas no se considerarán parte de las rentas brutas de los contribuyentes, quienes no quedan obligados a incluirlas en su declaración de rentas.

Las sumas retenidas deberán ingresar al Tesoro Nacional dentro de los treinta días siguientes a la fecha de pago o acreditamiento, junto con una declaración jurada en formularios que suministrará el Ministerio de Economía y Finanzas. El incumplimiento de estas obligaciones se sancionará conforme lo ordena el Código Fiscal.

No obstante lo establecido en los párrafos anteriores, estarán exentos del impuesto sobre la renta los intereses u otros beneficios que se paguen o acrediten sobre valores registrados en la Comisión y que, además, sean colocados a través de una bolsa de valores o de otro mercado organizado.

La compra de valores registrados en la Comisión por suscriptores no concluye el proceso de colocación de dichos valores y, por tanto, la exención fiscal contemplada en el párrafo anterior no se verá afectada por dicha compra, y las personas que posteriormente les compren dichos valores a dichos suscriptores a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado gozarán de los mencionados beneficios fiscales.

Esta sección es un resumen de disposiciones legales y reglamentarias vigentes y se incluye en este prospecto informativo con carácter meramente informativo. Este Capítulo no constituye una garantía por parte del Emisor sobre el tratamiento fiscal que el Ministerio de Economía y Finanzas dará a la inversión en los VCN. Cada Tenedor Registrado de un VCN deberá, independientemente, cerciorarse de las consecuencias fiscales de su inversión en los VCN antes de invertir en los mismos.

IX. EMISIONES EN CIRCULACIÓN

A la fecha de este prospecto informativo, el Emisor no mantiene valores de carácter público emitidos y en circulación.

X. LEY APLICABLE

La oferta pública de VCN de que trata este prospecto informativo está sujeta a las leyes de la República de Panamá y a los reglamentos y resoluciones de la Comisión Nacional de Valores de Panamá relativos a esta materia.

XI. MODIFICACIONES Y CAMBIOS

Toda la documentación que ampara esta emisión, podrá ser corregida o enmendada por el Emisor, sin el consentimiento de cada Tenedor Registrado del VCN, con el propósito de remediar ambigüedades o para corregir errores evidentes o inconsistencias en la documentación. El Emisor deberá suministrar tales correcciones o enmiendas a la Comisión Nacional de Valores para su autorización previa su divulgación. Esta clase de cambios no podrá en ningún caso afectar adversamente los intereses de los Tenedores Registrados de los VCN. Copia de la documentación que ampare cualquier corrección o enmienda será suministrada a la Comisión Nacional de Valores quien la mantendrá en sus archivos a la disposición de los interesados.

Toda modificación o reforma a los términos y condiciones de la presente emisión, deberá cumplir con el Acuerdo No. 4-2003 de 11 de abril de 2003 por el cual la Comisión Nacional de Valores adopta el Procedimiento para la Presentación de Solicitudes de Registro de Modificaciones a Términos y Condiciones de Valores Registrados en la Comisión Nacional de Valores.

Sin perjuicio de lo anterior, el Emisor podrá introducir las siguientes modificaciones a los términos y condiciones del presente prospecto informativo con la aprobación de por lo menos tres cuartas partes de los Tenedores Registrados presentes en la(s) reunión(es) convocadas en la forma que más abajo se establece: a) disminución de la tasa de interés ó del diferencial de intereses por encima de la tasa Libor, para cada serie; b) extensión del plazo de vencimiento de cada serie; c) las condiciones de redención anticipada previstas en el presente prospecto; d) cualquier otra condición que en opinión del Emisor sea necesaria modificar, para salvaguardar la inversión inicial de los Tenedores Registrados de los VCN. La convocatoria a los Tenedores Registrados se hará mediante aviso publicado por dos (2) días consecutivos en dos diarios de circulación nacional. La reunión se celebrará dentro de los diez (10) días calendarios siguientes a la última publicación. Se requerirá el voto favorable de 51% de los Tenedores Registrados de los VCN para aprobar las modificaciones. Si en dicha reunión no se encuentran presentes o representados al menos el tres cuartas partes de los Tenedores Registrados de los VCN, se hará una segunda convocatoria en los términos del presente párrafo. Si en la segunda reunión se encuentran presentes o representados menos de tres cuartas partes de los Tenedores Registrados de los VCN, pero están presentes o representados los Tenedores que representen tres cuartas partes o más del valor nominal de los VCN en circulación, se entenderá que hay quórum para decidir sobre las modificaciones propuestas y las modificaciones deberán entonces ser aprobadas por unanimidad de los presentes en la reunión. Si en dicha reunión no se encuentran presentes o representados al menos el tres cuartas partes del valor nominal de los VCN en circulación, se hará una tercera convocatoria en los términos del presente párrafo. Si en la tercera reunión se encuentran presentes o representados menos de tres cuartas partes de los Tenedores Registrados de los VCN, pero están presentes o representados los Tenedores que representen el 51% o más del valor nominal de los VCN en circulación, se entenderá que hay quórum para decidir sobre las modificaciones propuestas y las modificaciones deberán entonces ser aprobadas por unanimidad de los presentes en la reunión. Las modificaciones deben ser aprobadas o rechazadas tal y como fueron propuestas. Es decir, que no se pueden alterar las modificaciones propuestas.

Para los efectos de lo establecido en este Capítulo, las modificaciones o cambios aprobados, deberán ser firmados individualmente por la unanimidad de los Tenedores Registrados que aprobaron las mismas,

mediante un documento en donde expresen su aceptación a dichos cambios, con copia al Agente de Pago, Registro y Transferencia.

El Emisor deberá suministrar tales correcciones o enmiendas a la Comisión Nacional de Valores para su autorización previa su divulgación. Copia de la documentación que ampare cualquier modificación será suministrada a la Comisión Nacional de Valores quien la mantendrá en sus archivos a la disposición de los interesados.

XII. INFORMACIÓN ADICIONAL

Copia de la documentación completa requerida para la autorización de esta oferta pública al igual que otros documentos que la amparan y complementan pueden ser consultados en las oficinas de la Comisión Nacional de Valores, ubicadas en el piso 2 del Edificio Bay Mall ubicado en Avenida Balboa, Ciudad de Panamá. El Emisor listará la emisión de VCN en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A.. Por tanto la información correspondiente podrá ser libremente examinada por cualquier interesado en las oficinas de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., localizadas en la planta baja del Edificio Bolsa de Valores de Panamá ubicado en Calle 49 Bella Vista y Avenida Federico Boyd en el sector bancario de la Ciudad de Panamá. Ningún Corredor de Valores o persona alguna está autorizada a dar ninguna información o garantía con relación a esta emisión de VCN que no este especificada en este Prospecto Informativo.

XIII. ANEXOS

A. Estados Financieros Auditados de EL EMISOR al 31 de Diciembre de 2009, 2008, 2007

B. Calificación de Riesgo de Equilibrium Calificadora de Riesgo S.A.

ANEXO A

Estados Financieros Auditados

de

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A.

al 31 de diciembre de 2007, 2008, y 2009

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.

(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Informe y Estados Financieros
31 de diciembre de 2009

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.

(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Índice para los Estados Financieros
31 de diciembre de 2009

	Páginas
Informe de los Auditores Independientes	1 - 2
Estados Financieros:	
Balance General	3
Estado de Resultados	4
Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	5
Estado de Flujos de Efectivo	6 - 7
Notas a los Estados Financieros	8 - 58

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers Panamá
PricewaterhouseCoopers, S.A.
Ave. Samuel Lewis y Calle 55 E.
Apartado 0819-05710
El Dorado, Panamá R.P.
Teléfono:(507) 206-9200
Fax: (507) 264-5627

Informe de los Auditores Independientes

A la Junta Directiva y Accionistas de
Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Hemos auditado los estados financieros que se acompañan de Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A. (Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.) (la "Compañía"), que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2009 y el estado de resultados, estado de cambios en el patrimonio de los accionistas y estado de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y un resumen de las políticas de contabilidad más significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros

La Administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén libres de errores significativos, ya sea debido a fraude o error; así como seleccionar y aplicar políticas de contabilidad apropiadas, y hacer estimaciones contables que sean razonables en las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría. Estas Normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores significativos.

Una auditoría incluye realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría acerca de los importes y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al realizar estas evaluaciones de riesgo el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable por parte de la entidad de los estados financieros, con el objeto de diseñar los procedimientos de auditoría que son apropiados de acuerdo a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría incluye también, evaluar lo apropiado de los principios de contabilidad utilizados y la razonabilidad de las estimaciones importantes efectuadas por la Administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

Base para la Opinión Calificada

Como se indica en la Nota 8 a los estados financieros, en las cifras correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2008, la Compañía registró activos regulatorios por B/.12,919,356 que corresponden a excesos de costos incurridos en el suministro de energía eléctrica y que de acuerdo al marco regulatorio son recuperables en la tarifa en el siguiente período. Este tratamiento contable ha sido aplicado en años anteriores y causó que los auditores anteriores calificaran su opinión sobre los estados financieros relativos al año 2008 y a los anteriores, porque el reconocimiento de estos activos regulatorios no está conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera. En el año 2009, la Administración también registró activos regulatorios por B/.2,184,825 por este mismo concepto. Si no se hubiesen registrado estos activos, los activos regulatorios y las utilidades no distribuidas hubiesen disminuido en B/.2,184,825 al 31 de diciembre de 2009 (2008: B/.12,919,356), y la utilidad neta del año 2009 hubiese aumentado en B/.7,514,170, neto del efecto del impuesto sobre la renta diferido (por el año 2008 hubiese disminuido en B/.661,780).

Opinión Calificada

En nuestra opinión, excepto por los efectos del asunto descrito en el párrafo de Base para la Opinión Calificada, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente en todos los aspectos importantes, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2009, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

PricewaterhouseCoopers

26 de febrero de 2010
Panamá, República de Panamá

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Balance General
31 de diciembre de 2009

	2009	2008
Activos		
Activos no circulantes		
Inmovilizados materiales (Nota 5)	B/. 294,360,498	B/. 289,458,539
Activos intangibles (Nota 6)	3,200,826	2,954,324
Otros activos no circulantes (Nota 7)	1,718,918	1,659,807
Total de activos no circulantes	299,280,242	294,072,670
Activos circulantes		
Clientes y otras cuentas por cobrar, neto (Notas 4 y 8)	82,171,423	86,348,679
Otros activos circulantes	233,394	2,976,940
Efectivo (Nota 9)	3,555,269	3,342,753
Total de activos circulantes	85,960,086	92,668,372
Total de activos	B/. 385,240,328	B/. 386,741,042
Pasivos y Patrimonio de los Accionistas		
Patrimonio, neto (Nota 10)	B/. 118,032,254	B/. 115,418,613
Pasivos no circulantes		
Deuda financiera (Notas 11 y 22)	77,000,000	77,000,000
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 20)	6,760,242	9,807,353
Otros pasivos no circulantes (Nota 12)	46,501,537	43,627,219
Provisión para contingencias (Nota 19)	1,000,000	1,000,000
Total de pasivos no circulantes	131,261,779	131,434,572
Pasivos circulantes		
Deuda financiera (Notas 13 y 22)	37,845,010	73,229,200
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar (Notas 4 y 14)	87,761,501	59,701,237
Otros pasivos circulantes (Nota 15)	10,339,784	6,957,420
Total de pasivos circulantes	135,946,295	139,887,857
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/. 385,240,328	B/. 386,741,042

Las notas en las páginas 8 a 58 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Estado de Resultados
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2009

	2009	2008
Ingresos (Notas 4 y 16)	B/. 492,635,680	B/. 567,521,420
Aprovisionamientos (Nota 17)	(399,033,881)	(480,947,975)
Gastos de personal (Notas 4 y 18)	(8,442,253)	(6,480,065)
Otros gastos (Nota 18)	(25,539,118)	(25,776,207)
Depreciación y amortización (Notas 5 y 6)	(14,831,784)	(14,005,528)
Ganancia en operaciones	44,788,644	40,311,645
Gastos financieros (Nota 18)	(9,810,014)	(7,997,010)
Ingresos financieros	1,599,682	1,202,021
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	36,578,312	33,516,656
Impuesto sobre la renta (Nota 20)	(11,046,811)	(10,272,541)
Utilidad neta	B/. 25,531,501	B/. 23,244,115

Las notas en las páginas 8 a 58 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.

(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2009

	Capital Suscrito	Reserva Voluntaria	Utilidades no Distribuidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2009	B/. 82,634 863	B/. 5,099,236	B/. 27,684,514	B/.115,418,613
Utilidad neta	-	-	25,531,501	25,531,501
Transacciones con los accionistas:				
Dividendos pagados	-	-	(23,244,115)	(23,244,115)
Impuesto complementario	-	-	326,255	326,255
Total de transacciones con los accionistas	-	-	(22,917,860)	(22,917,860)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	B/. 82,634,863	B/. 5,099,236	B/. 30,298,155	B/.118,032,254
Saldo al 1 de enero de 2008	B/. 82,634,863	B/. 5,099,236	B/. 38,745,148	B/.126,479,247
Utilidad neta	-	-	23,244,115	23,244,115
Transacciones con los accionistas:				
Dividendos declarados	-	-	(753,763)	(753,763)
Reducción de capital	(3,603,757)	-	-	(3,603,757)
Dividendos pagados	-	-	(29,947,229)	(29,947,229)
Capitalización de utilidades no distribuidas	3,603,757	-	(3,603,757)	-
Total de transacciones con los accionistas	-	-	(34,304,749)	(34,304,749)
Saldo al 31 de diciembre de 2008	B/. 82,634,863	B/. 5,099,236	B/. 27,684,514	B/.115,418,613

Las notas en las páginas 8 a 58 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.

(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Estado de Flujos de Efectivo
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2009

	2009	2008
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta	B/. 25,531,501	B/. 23,244,115
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Gastos financieros (Nota 18)	9,810,014	7,997,010
Ingresos financieros	(1,599,682)	(1,202,021)
Impuesto sobre la renta del período (Nota 20)	11,046,811	10,272,541
Depreciación y amortización (Notas 6 y 7)	14,831,783	14,005,528
Variación neta de provisión para cuentas malas y provisión para obsolescencia de inventario	2,686,644	1,583,292
Cambios netos en activos y pasivos de operación:		
Resultado en la enajenación de activos fijos no mantenidos para venta	338,392	315,121
Variación neta en gastos e ingresos diferidos	1,172,758	1,083,227
Otros ajustes de partidas que no producen flujos de efectivo	(3,047,111)	2,712,956
Variaciones en el capital circulante	29,882,460	(21,131,452)
Efectivo provisto por las actividades de operación	90,653,570	38,880,317
Impuesto sobre la renta pagado	(5,784,430)	(10,272,541)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	84,869,140	28,607,776
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Adquisición de inmovilizados materiales	(20,245,280)	(28,994,631)
Cobros por subvenciones oficiales	1,266,308	4,635,682
Cobros de dividendos	36,455	54,180
Cobros de intereses	1,563,227	1,134,328
Otros flujos de efectivo empleados en actividades de inversión	(59,111)	(103,264)
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(17,438,401)	(23,273,705)

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

Estado de Flujos de Efectivo (Continuación)
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2009

	2009	2008
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento		
Flujo neto por pasivos financieros	B/. (35,384,190)	B/. 29,480,879
Pagos de intereses	(8,916,173)	(6,620,903)
Otros flujos de efectivo generado en actividades de financiamiento	326,255	-
Dividendos pagados	(23,244,115)	(29,947,229)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	(67,218,223)	(7,087,253)
Aumento (disminución) neto en el efectivo	212,516	(1,753,182)
Efectivo al inicio del año	3,342,753	5,095,935
Efectivo al final del año (Nota 9)	B/. 3,555,269	B/. 3,342,753
Actividades de inversión y financiamiento que no Requieren uso de efectivo		
Utilidades no distribuidas	B/. -	B/. 4,357,520
Inmovilizados materiales	B/. -	B/. (4,357,520)

Las notas en las páginas 8 a 58 son parte integral de estos estados financieros.

1. Información General

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A. (la "Compañía") es una sociedad anónima constituida mediante Escritura Pública No.147 de 19 de enero de 1998, como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), aprobada por el Consejo de Gabinete de la República de Panamá, a través de la Resolución No.266 de 27 de noviembre de 1997. La Compañía inició operaciones con fecha efectiva el 1 de enero de 1998 en cuya fecha, el IRHE llevó a cabo la transferencia inicial de los activos y pasivos asignados a la Compañía. La oficina principal de la Compañía está ubicada en Albrook, Avenida Diógenes De La Rosa, Edificio 812.

La Compañía es 51% propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A., mientras que el Gobierno Panameño y los empleados de la Compañía poseen un 48.24% y 0.76%, respectivamente.

Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A., es parte de Gas Natural SDG S. A. – España, empresa que en el mes de septiembre del 2009, completó la operación de fusión por absorción de Unión Fenosa, S. A., empresa de la cual formaba parte al cierre del ejercicio 2008. Por lo tanto, Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A. a través del Contrato de Operación, firmado por Unión Fenosa Internacional, S. A., efectúa la gestión integral de la Compañía, con plenos poderes funcionales, operativos y gerenciales de la Compañía.

Las actividades de la Compañía son: la compra de energía en bloque, el transporte de energía por las redes de distribución, la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los clientes finales, la comercialización de energía a los clientes y la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antes Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Según lo dispuesto en la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, la Compañía puede contar con generación propia hasta por el 15% de la demanda en su área de concesión. Conforme al respectivo contrato de concesión, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a los clientes ubicados dentro de la zona de concesión, que abarca áreas de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos y el área oeste de la provincia de Panamá.

El 22 de octubre de 1998, el Director Presidente de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antes Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) y el Representante Legal de la Compañía suscribieron el Contrato de Concesión mediante el cual se garantiza la distribución de la energía eléctrica, con exclusividad en la zona de concesión.

1. Información General (Continuación)

Un resumen de las principales cláusulas del Contrato de Concesión se presenta a continuación:

- Se define la zona de concesión como el área geográfica en la cual la Compañía está autorizada a instalar, tener en propiedad, administrar y explotar las redes de distribución y comercialización existentes y por construir. El Estado garantiza al concesionario la exclusividad para la prestación de este servicio dentro de la zona de concesión.

- El contrato tiene una vigencia de quince años (vence el 22 de octubre de 2013). Un año antes de su vencimiento, la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del 51% de las acciones de la Compañía titular de la Concesión. Los propietarios del 51% de las acciones de la Compañía podrán participar en este proceso, fijando el precio de las acciones y mantendrán la propiedad de las mismas si se presentan ofertas menores o iguales al precio fijado. Si hubiese una oferta mayor, las acciones serán adjudicadas a esa oferta y, a la fecha de cierre, la ASEP le entregará a los propietarios anteriores de las acciones el monto total que se establezca. En cualquiera de los dos casos, se otorgará una nueva concesión sin pago alguno para el Estado por el derecho de la Concesión.

- Establece disposiciones relacionadas con las obligaciones del Concesionario en materia de prestación de servicio, indivisibilidad del paquete mayoritario de acciones, envío de información técnica y financiera en forma periódica a la ASEP, cumplimiento de estándares técnicos de calidad tales como: normas de calidad, normas de medición y reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), pago de la tasa de control, vigilancia y fiscalización a la ASEP, la cual no podrá ser transferida a los usuarios a través de la tarifa.

- Establece la obligación de mantener la contabilidad de la Compañía, de acuerdo con lo establecido en el Manual para el Sistema Regulatorio Uniforme Contable/Financiero para el Sector Eléctrico que adoptó la ASEP.

- Con la finalidad de garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas, la Compañía contrató una fianza de cumplimiento a favor del ASEP/Contraloría General de la República por B/.10,000,000.

Los estados financieros correspondientes al ejercicio 2009 fueron aprobados por la Administración y autorizados para su emisión el 19 de febrero de 2010.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Importantes

A continuación, se presenta un resumen de las principales políticas contables adoptadas en la preparación de los estados financieros de la Compañía, las cuales reflejan la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Estas políticas han sido utilizadas consistentemente con el período anterior.

Base de Presentación
Los estados financieros de la Compañía han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Estos estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico.

La preparación de estados financieros de conformidad con las NIIF requiere el uso de ciertas estimaciones críticas de contabilidad. Además, requiere que la Administración use su juicio en el proceso de aplicación de las políticas de contabilidad de la Compañía. Las áreas que involucran alto grado de juicio o complejidad, o áreas donde los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros están divulgadas en la Nota 3.

(a) Norma y enmiendas efectivas en el 2009

- NIC 1, Presentación de Estados Financieros (revisada), efectiva para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2009. La norma revisada requiere que todas las partidas no relacionadas a los accionistas (partidas de ingresos y gastos) del estado de cambios en el patrimonio se presenten en un estado de desempeño financiero; sin embargo, las entidades tienen la opción de presentar un solo estado de utilidades integrales o dos estados (un estado de resultados y un estado de utilidades integrales). La aplicación de esta norma no tiene impacto en los estados financieros, ya que la Compañía no mantiene partidas relacionadas a utilidades integrales.

- NIIF 7, Instrumentos Financieros – Divulgaciones (enmienda) (efectiva desde el 1 de enero de 2009). La enmienda se refiere a mejoras en las divulgaciones de medición del valor razonable y riesgo de liquidez. En particular, la enmienda requiere divulgación de la medición del valor razonable por nivel de jerarquía. Esta enmienda no tiene impacto en los resultados de la Compañía.

- NIC 23, (Enmienda), Costos de Préstamos (efectiva desde el 1 de enero de 2009). Esta norma requiere capitalizar (elimina la opción de registrar al gasto) los costos financieros directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo como parte del costo de ese activo. Esta enmienda no tiene impacto en los estados financieros, ya que la Compañía tenía como política (antes de la vigencia de la enmienda) la capitalización de los costos financieros atribuibles a la adquisición y construcción de un activo como parte del costo de ese activo.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Importantes (Continuación)

Base de Presentación

(b) Norma vigente para los períodos contables de la Compañía que inician en o después del 1 de enero de 2010 o períodos posteriores, y que no ha sido adoptada anticipadamente por la Compañía.

- NIIF 9 - Instrumentos Financieros – I fase, clasificación y medición (efectiva desde el 1 de enero de 2013). Esta norma reemplazará a la NIC 39. La Compañía adoptará esta norma en la fecha en que sea efectiva y está en el proceso de evaluación del posible impacto en los estados financieros.

Reconocimiento del Ingreso

Los ingresos consisten en el valor razonable de la consideración recibida o por recibir de la venta de los bienes y servicios prestados en el curso normal de las actividades de la Compañía. La Compañía reconoce el ingreso cuando el monto del ingreso puede ser medido con confiabilidad y es probable que los beneficios económicos futuros fluyan hacia la entidad.

Ingreso por venta de energía
La Compañía reconoce sus ingresos cuando son facturados a los clientes, los cuales son realizados durante varias fechas del mes. La energía eléctrica suministrada entre la fecha de la facturación en el mes y el cierre del mes, fecha en que se formulan los estados financieros interinos de la Compañía, es registrada como ingresos bajo el método de acumulación, dado que el período habitual de lectura de medidores y de facturación de servicios no coincide con el cierre del mes, basándose en una estimación del consumo y la tarifa promedio del mes.

Dividendos o ingresos por intereses
Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable, que es el tipo que descuenta exactamente los futuros recibos en efectivo estimados a lo largo de la vida prevista del activo financiero del importe en libros neto de dicho activo.

Ingresos por alquiler y otros ingresos
La Compañía reconoce los cargos por conexión y reconexión, alquiler de postes y cargos por peaje bajo el método de devengado cuando el servicio es provisto. Estos cargos se presentan en ingresos como prestación de servicios comerciales en el estado de resultados.

Prestación de servicios
Los ingresos provenientes de contratos de prestaciones de servicios son reconocidos en base al grado de realización del contrato a la fecha del balance general.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Importantes (Continuación)

Gastos de Intereses
Los intereses son reconocidos como gastos en el período en que se incurren.

Impuesto sobre la Renta
El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta es reconocido en los resultados de operaciones del año corriente.

Impuesto sobre la renta corriente
El impuesto corriente se refiere al impuesto sobre la renta neta gravable del año, utilizando las tasas de impuesto sobre la renta vigentes a la fecha del balance general.

Impuesto sobre la renta diferido
Los activos y pasivos por impuestos diferidos incluyen las diferencias temporarias que se identifican como aquellos importes que se prevén pagaderos o recuperables por las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos y su valor fiscal, así como las bases imponibles negativas pendientes de compensación y los créditos por deducciones fiscales no aplicadas fiscalmente. Dichos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria o crédito que corresponda el tipo de gravamen al que se espera recuperarlos o liquidarlos.

A la fecha del cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados (tanto activos como pasivos) con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con los resultados de los análisis realizados.

Actividad Regulada
La Compañía está sujeta a las regulaciones por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Esta entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Compañía factura a sus clientes.

Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se espera sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se espera sean acreditados a los clientes a través del proceso de la tarifa.

Los activos (pasivos) regulados que se presentan en el balance general (véase Nota 9) de la Compañía sumaban B/.2,184,825 que se presentan como otros activos circulantes al 31 de diciembre de 2009 (2008: B/.12,919,356).

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Importantes (Continuación)

Inmovilizado Material

Los terrenos se presentan al costo. Las construcciones, instalaciones, maquinaria, mobiliario y otros inmovilizados se registran al costo menos la depreciación y amortización.

Las propiedades en construcción para producción o el suministro de bienes y servicios, propósitos administrativos, o propósitos aún no determinados, se registran al costo, menos la pérdida por deterioro reconocida. El costo incluye honorarios profesionales y, para los activos calificados, los costos de préstamos capitalizados de acuerdo con la política contable de la Compañía. La depreciación de esos activos de la misma manera que otros activos de propiedad, comienza cuando los activos están listos para su uso.

Los costos capitalizados incluyen los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la cuenta de resultados por un importe de B/.2,215,761 (2008: B/.2,226,463) (ver Nota 18).

Los costos de los artículos no capitalizables o menores a los importes capitalizables se cargan a gastos y costo a medida que se incurren. El costo de las reparaciones mayores se capitaliza cuando es probable que del mismo se deriven beneficios económicos futuros, adicionales a los originalmente evaluados, siguiendo las pautas normales de rendimiento para el activo existente.

La amortización se calcula, aplicando el método de línea recta, sobre el costo de adquisición de los activos menos su valor residual; entendiéndose que los terrenos sobre los que se construyen los edificios y otros inmuebles tienen una vida útil indefinida por lo tanto, no son objeto de amortización.

La ganancia o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de un activo se calcula como la diferencia entre el beneficio de la venta y el importe en libros del activo, y se reconoce en la cuenta de resultados. Las ganancias o pérdidas en retiros de inmovilizado material se determinan comparando el importe neto obtenido por la venta contra el valor en libros de los respectivos activos. Las ganancias o pérdidas en los retiros de activos se incluyen en los resultados del período.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Importantes (Continuación)

Activos Intangibles
Los costos de adquisición de los sistemas de información se reportan al costo menos la amortización acumulada. La amortización de las aplicaciones informáticas se realiza linealmente entre tres y cinco años desde la entrada en explotación de cada aplicación. El estimado de vida útil y amortización es revisado al final de cada período anual de reporte y el efecto de cualquier cambio en los estimados se reconoce sobre una base prospectiva.

Los costos de mantenimiento de los sistemas informáticos se registran con cargo a la cuenta de resultados del ejercicio en que se incurren.

Gastos de actividades en desarrollo
Los gastos de actividades en desarrollo son reconocidos como gastos en el período en el que son incurridos.

Deterioro de Activos a Largo Plazo
Los activos que son sujetos a amortización son revisados anualmente para determinar si existen pérdidas por deterioro cuando eventos o cambios en circunstancias indican que los importes en libros pueden no ser recuperables. Una pérdida por deterioro se reconoce cuando el importe en libros del activo excede a su importe recuperable que es el mayor entre su precio de venta neto y su valor en uso.

Al 31 de diciembre de 2009, la Administración no ha identificado deterioro de los activos duraderos.

Instrumentos Financieros
Los activos y pasivos financieros son reconocidos en el balance general de la Compañía cuando éste se ha convertido en parte obligada contractual del instrumento.

Activos Financieros

Efectivo
El efectivo está presentado a su costo en el balance general. Para propósitos del estado de flujos de efectivo, el efectivo comprende el efectivo en caja y depósitos a la vista.

Cuentas por cobrar - comerciales
Las cuentas por cobrar - comerciales son registradas a su valor nominal, menos la provisión para posibles cuentas incobrables.

Clasificación de activos financieros entre circulantes y no circulantes
En el balance general adjunto, los activos financieros se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como activos circulantes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como activos no circulantes los de vencimiento superior a dicho período.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Importantes (Continuación)

Instrumentos Financieros (continuación)

Pasivos Financieros

Préstamos y sobregiros bancarios
Los préstamos y sobregiros bancarios que devengan intereses se registran por el importe recibido, neto de costos directos de emisión. Los gastos financieros, incluidas las primas pagaderas en la liquidación o el reembolso y los costos directos de emisión, se contabilizan según el criterio del devengado en la cuenta de resultados utilizando el método del interés efectivo y se añaden al importe en libros del instrumento en la medida en que no se liquidan en el período en que se producen.

Cuentas por pagar - comerciales
Las cuentas por pagar - comerciales no devengan explícitamente intereses y se registran a su valor nominal.

Instrumentos de capital
Los instrumentos de capital son registrados cuando se reciben, neto de los costos directos de emisión.

Clasificación de deudas entre corrientes y no corrientes
En el balance general adjunto, las deudas se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como deudas corrientes aquellas con vencimiento igual o inferior a doce meses y como deudas no corrientes las de vencimiento superior a dicho período.

Reconocimiento de Gastos
Los gastos se reconocen en la cuenta de resultados cuando tiene lugar una disminución en los beneficios económicos futuros relacionados con la reducción de un activo, o un incremento de un pasivo, que se puede medir en forma fiable. Esto implica que el registro de un gasto tenga lugar en forma simultánea al registro del incremento del pasivo o la reducción del activo.

Se reconoce como gasto en forma inmediata cuando un desembolso no genera beneficios económicos futuros o cuando no cumple los requisitos necesarios para su registro como activos.

Asimismo se reconoce un gasto cuando se incurre en un pasivo y no se registra activo alguno, como puede ser un pasivo por una garantía.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Importantes (Continuación)

Reconocimiento de Costo
El costo de venta es reconocido en el estado de resultados utilizando el método de devengado. Los costos incluyen compra de energía y cargos por transmisión y los costos por compra de energía están compuestos por compra de energía de contratos a corto plazo, a largo plazo y en el mercado ocasional.

El precio de la energía y el consumo está regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cargos por transmisión constituyen costos por conexión y uso de la red de transmisión a una tarifa regulada y aprobada hasta el 30 de junio de 2010.

Resultado de Operaciones
El resultado de operaciones se presenta después de cargar los costos de deterioro del valor de los activos materiales e intangibles, si los hubiera, pero antes de los ingresos procedentes de inversiones y los gastos financieros.

Subvenciones de Capital
Las subvenciones de capital relacionadas con el inmovilizado material se consideran ingresos diferidos y se llevan a resultados a lo largo de las vidas útiles previstas de los activos pertinentes.

Compensaciones de Saldos
Sólo se compensan entre sí y, consecuentemente, se presentan en el balance general por su importe neto los saldos deudores y acreedores con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y se tiene la intención de liquidarlos por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea.

3. Estimaciones de Contabilidad y Juicios Críticos

Al aplicar las políticas de contabilidad de la Compañía, las cuales se describen en esta nota, los Directores deben hacer juicios, estimaciones y supuestos acerca de los valores en libros de los activos y pasivos que no son evidentes partiendo de otras fuentes. Las estimaciones y los supuestos relacionados se basan en la experiencia histórica y otros factores que se consideran relevantes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos subyacentes son revisados de forma regular. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen en el período en el cual la estimación es revisada si la revisión afecta solamente ese período, o en el período de la revisión y en períodos futuros si la revisión afecta ambos períodos, el actual y el futuro.

Juicios Críticos
Los siguientes son juicios críticos, diferentes de aquellos que involucran estimaciones, que los Directores han realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen los efectos más significativos sobre los montos reconocidos en los estados financieros.

Reconocimiento de ingresos
Al momento de formular sus juicios, la Administración considera los criterios detallados para el reconocimiento de ingresos por energía establecidos en la NIC 18 (Ingresos) y en particular, lo determinan cuando:

1. En el caso de venta de energía, cuando la energía ha sido suministrada a los clientes.

2. En el caso de prestación de servicios, según el grado de terminación de la prestación del servicio brindado.

3. En el caso de venta de bienes, cuando la Compañía ha transferido al comprador los riesgos y ventajas derivados de la propiedad de los bienes.

3. Estimaciones de Contabilidad y Juicios Críticos (Continuación)

Estimaciones de Contabilidad
A continuación, las asunciones claves relacionadas al futuro y otros supuestos claves para la estimación a la fecha del balance general, que tienen un riesgo significativo de causar ajustes materiales en el valor en libros de los activos o pasivos dentro del siguiente año financiero.

La vida útil del inmovilizado material
La Compañía revisa la vida útil estimada del inmovilizado material de cada período anual de reporte. Durante el año financiero, los Directores determinan si la vida útil de algunos ítems del equipo deben ser disminuidas debido al desarrollo de la tecnología o basados en evidencia disponible sobre indicativos de menor vida útil tomando en consideración reportes internos e información de otras empresas que operan en la industria con activos similares.

	Porcentaje	**Años**
Líneas de transporte	2.50%	40
Sub-estaciones de transformación	2.50%	40
Red de distribución	2.50%	40
Edificios	1.33%	75
Otros elementos del inmovilizado	5.00% a 20.00%	5 a 20

Provisión para obsolescencia de inventarios de almacén
La Compañía considera para efectuar esta provisión, la antigüedad en la rotación de los materiales del almacén, el valor en uso de los elementos materiales, el deterioro físico de los elementos materiales y los cambios en la tecnología.

Provisión para cuentas incobrables
Esta provisión se determina según el modelo interno de provisiones basado en experiencias en faltas de pago pasadas e históricos de castigos, clasificación del saldo por cobrar según el estado de suministro, niveles de morosidad y otras condiciones específicas relacionadas con localizaciones geográficas del cliente y convenios en arreglos de pago.

Energía suministrada no facturada
El cálculo de la energía suministrada no facturada se realiza para todos los suministros cuya situación sea activa en el momento de la ejecución del proceso y considera la energía de los días transcurridos desde la fecha de la última lectura facturada hasta el último día del mes para el cual se está realizando el proceso.

3. Juicios de Contabilidad Críticos y Principios Claves para la Estimación de la Incertidumbre (Continuación)

Supuestos Claves para la Estimación (continuación)

Energía suministrada no facturada (continuación)

La estimación de la Administración considera asunciones sobre dos variables específicas, las cuales se mencionan a continuación:

(1) El consumo promedio de energía para el cual se utiliza la energía del promedio diario de facturación de las tres últimas facturas del suministro multiplicado por los días-sin-facturar. Si el suministro no tiene facturaciones anteriores (mínimo una) el consumo se tomará de la tabla de consumos estándar.

(2) El importe de la energía suministrada no facturada: para calcular el importe se toma la última factura emitida del suministro y se calcula el importe medio de facturación (importe facturado/consumo facturado). Sólo se toma para los cálculos, los importes facturados de energía activa, reactiva y demanda. Los suministros que no tengan histórico de facturas para el cálculo del precio medio, el cálculo del importe se realizará con los valores vigentes de la tarifa del suministro.

Impuesto sobre la renta diferido
Para esto se consideran las diferencias temporales que son las diferencias existentes entre el resultado contable antes de impuestos y el resultado fiscal antes de impuestos y que se originan por los diferentes criterios de imputación de ingresos y gastos desde el punto de vista económico y fiscal y que son aplicables a períodos fiscales futuros.

En todos los casos, la Administración reconoce en su balance general los pasivos por impuestos diferidos; los activos por impuesto sobre la renta diferido sólo se registran en la medida en que resulte probable que la Compañía disponga de ganancias fiscales futuras contra las que pueda cargar esas diferencias temporales.

4. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

Ciertas partes relacionadas (principalmente compañías afiliadas) y Gobierno, son clientes y proveedores de bienes y servicios de la Compañía en el curso normal del negocio.

Los importes pendientes de pago no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se han otorgado ni recibido garantías. No se ha dotado ninguna provisión para insolvencias en relación con los importes debidos por las partes vinculadas.

A continuación se presenta un resumen de los saldos y transacciones con partes relacionadas:

	País	2009	2008
Saldos entre partes relacionadas			
Deudores			
Distribución Eléctrica del Caribe, S. A.	Panamá	B/. 183,535	B/. 117,249
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	Panamá	326,412	396,381
Soluziona Ingeniería, S. A.	España	83	83
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	Panamá	1,223,646	1,495,175
UFINET Panamá, S. A.	Panamá	725,030	732,585
Unión Fenosa Internacional, S. A.	España	36,190	36,190
Unión Fenosa Corporación, S. A.	España	341,046	-
Gobierno y Entidades Autónomas (Nota 8)	Panamá	9,941,547	8,925,873
Generación Panamá, S. A.	Panamá	154,659	-
Total		B/. 12,932,148	B/. 11,703,536
Acreedores			
Distribución Eléctrica del Norte, S. A	Nicaragua	B/. 8,265	B/. 8,265
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	Panamá	1,598,538	2,159,714
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	Panamá	2,137,654	1,140,151
UFINET Panamá, S. A.	Panamá	204,972	497,331
Unión Fenosa Internacional, S. A.	España	477,956	1,464,317
Total		B/. 4,427,385	B/. 5,269,778

4. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas (Continuación)

	País	2009	2008
Compra de energía a Esepsa			
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	Panamá	B/. 6,660,217	B/. 9,942,486
Otro inmovilizado UFINET Panamá, S. A.	Panamá	B/. 134,558	B/. 134,558
Ingresos:			
Venta de Energía:			
Gobierno y Entidades Autónomas	Panamá	B/. 71,460,112	B/. 80,268,094
Otros ingresos:			
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	Panamá	3,683	62,474
UFINET Panamá, S. A.	Panamá	691,315	696,560
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	Panamá	-	7,922
Total		B/. 72,155,110	B/. 81,035,050

La remuneración al personal clave ha sido la siguiente:

	2009	2008
Gastos de personal:		
Salario	B/. 188,325	B/. 231,120
Gasto de representación	181,998	226,591
Decimotercer mes y bonificaciones	43,975	284,155
Variable	115,404	109,895
	B/. 529,702	B/. 851,761

5. Inmovilizados Materiales

A continuación se detallan los inmovilizados materiales:

	2008	Traspasos de Curso a Explotación	Bajas y Traspasos	2009
Terrenos y edificio	B/. 25,736,610	B/. 568,524	B/. (200)	B/. 26,304,934
Instalaciones técnicas:				
Líneas de transporte	23,216,502	-	-	23,216,502
Sub-estaciones de transformación	29,499,935	-	-	29,499,935
Instalaciones de distribución	397,631,002	20,768,435	(1,223,804)	417,175,633
Instalaciones eléctricas comunicaciones	3,531,261	110,773	-	3,642,034
Total	453,878,700	20,879,208	(1,223,804)	473,534,104
Otras instalaciones, maquinaria, mobiliario y otros inmovilizados	23,907,605	453,063	(302,969)	24,057,699
Otros inmovilizados materiales en curso	1,633,932	23,579,947	(23,534,302)	1,679,577
Amortización acumulada:				
Instalaciones técnicas:				
Líneas de transporte	9,373,863	576,749	-	9,950,612
Sub-estaciones de transformación	8,648,952	934,108	-	9,583,060
Instalaciones de distribución	178,543,441	11,207,681	(551,165)	189,199,957
Instalaciones eléctricas comunicaciones	1,952,304	278,436	-	2,230,740
Total	198,518,560	12,996,974	(551,165)	210,964,369
Otras amortizaciones:				
Edificios	9,145,184	228,059	(40)	9,373,203
Otros inmovilizados	18,430,889	1,275,151	(293,864)	19,412,176
Total	27,576,073	1,503,210	(293,904)	28,785,379
Valor neto en libros	279,062,214	30,980,558	(24,216,206)	285,826,566
Materiales de almacén	10,396,325	76,619,467	(78,481,860)	8,533,932
Total	B/. 289,458,539	B/. 107,600,025	B/. (102,698,066)	B/. 294,360,498

5. Inmovilizados Materiales (Continuación)

	2007	Traspasos de Curso a Explotación	Bajas y Traspasos	2008
Terrenos y edificios	B/. 25,713,490	B/. 31,620	B/. (8,500)	B/. 25,736,610
Instalaciones técnicas:				
Líneas de transporte	20,507,263	2,709,239	-	23,216,502
Sub-estaciones de transformación	29,499,935	-	-	29,499,935
Instalaciones de distribución	376,928,288	21,844,497	(1,141,783)	397,631,002
Instalaciones eléctricas comunicaciones	3,313,808	217,453	-	3,531,261
Total	430,249,294	24,771,189	(1,141,783)	453,878,700
Otras instalaciones, maquinaria, mobiliario y otros inmovilizados	23,216,475	860,077	(168,947)	23,907,605
Otros inmovilizados materiales en curso	1,662,944	25,633,874	(25,662,886)	1,633,932
Amortización acumulada:				
Instalaciones técnicas:				
Líneas de transporte	8,864,691	509,172	-	9,373,863
Sub-estaciones de transformación	7,714,840	934,112	-	8,648,952
Instalaciones de distribución	168,648,230	10,690,853	(795,642)	178,543,441
Instalaciones eléctricas comunicaciones	1,695,261	257,043	-	1,952,304
Total	186,923,022	12,391,180	(795,642)	198,518,560
Otras amortizaciones:				
Edificios	8,918,798	227,693	(1,307)	9,145,184
Otros inmovilizados	17,523,104	1,073,583	(165,798)	18,430,889
Total	26,441,902	1,301,276	(167,105)	27,576,073
Valor neto en libros	267,477,279	37,604,304	(26,019,369)	279,062,214
Materiales de almacén	7,902,611	18,880,417	(16,386,703)	10,396,325
Total	B/. 275,379,890	B/. 56,484,721	B/. (42,406,072)	B/. 289,458,539

5. Inmovilizados Materiales (Continuación)

La Compañía fue constituida como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La reestructuración incluyó la asignación de los activos productivos del IRHE, (a cada una de las 8 compañías originadas de dicha reestructuración) de acuerdo al valor en libros revelados en los registros contables del IRHE.

Los gastos de personal que intervienen directamente relacionados con las obras en curso del inmovilizado material activado ascienden a B/.2,215,761 (2008: B/.2,226,463). (Véase Nota 18)

Al 31 de diciembre de 2009, el total de inmovilizados materiales totalmente depreciados asciende a B/.76,838,492 (2008: B/.73,779,324). La mayoría de estos inmovilizados materiales totalmente depreciados se encuentran en uso.

La Compañía tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

El importe en libros de otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otros inmovilizados es de B/.692,902 (2008: B/.482,282) en relación con activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero.

Al 31 de diciembre de 2009, los anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso, neto de provisión para deterioro incluyen la suma de B/.8,533,932 (2008: B/.10,396,325), correspondientes a materiales de almacén.

Los materiales de almacén de consumo se presentan a continuación:

	2009	2008
Material eléctrico y construcción electromecánica	B/. 9,792,599	B/. 11,650,924
Materiales plásticos y caucho	27,541	32,768
Materiales de seguridad laboral	29,582	35,196
Metales y trabajos de metales	350,903	417,492
	10,200,625	12,136,380
Menos: Provisión para obsolescencia de materiales de almacén	(1,666,693)	(1,740,055)
	B/. 8,533,932	B/. 10,396,325

5. Inmovilizados Materiales (Continuación)

El movimiento de la provisión para materiales de almacén se detalla a continuación:

	2009	2008
Saldo al comienzo del año	B/. 1,740,055	B/. 1,854,229
Cargos a la provisión	(73,362)	(114,174)
Saldo al final del año	B/. 1,666,693	B/. 1,740,055

6. Activos Intangibles

A continuación se detallan los activos intangibles:

	2008	Aumentos	Disminución	2009
		Expresado en Balboas		
Aplicaciones informáticas	19,685,879	578,102	-	20,263,981
Amortizaciones	(16,731,555)	(331,600)	-	(17,063,155)
Total	2,954,324	246,502	-	3,200,826

	2007	Aumentos	Disminución	2008
		Expresado en Balboas		
Aplicaciones informáticas	18,663,300	1,022,579	-	19,685,879
Amortizaciones	(16,418,483)	(313,072)	-	(16,731,555)
Total	2,244,817	709,507	-	2,954,324

El importe de aplicaciones informáticas totalmente amortizadas ascienden a B/.16,209,031 y (2008: B/.15,768,734). Todas se mantienen actualmente en uso.

7. Otros Activos no Circulantes

A continuación se presenta un detalle de otros activos no circulantes:

	2009	2008
Fondo de cesantía	B/. 1,448,169	B/. 1,377,688
Otras cuentas por cobrar	41,449	52,819
Otros activos	229,300	229,300
Total	B/. 1,718,918	B/. 1,659,807

8. Clientes y Otras Cuentas por Cobrar

Los saldos por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar se detallan a continuación:

	2009	2008
Cuentas por cobrar - clientes:		
Consumidores particulares	B/. 49,413,844	B/. 51,999,417
Gobierno y entidades autónomas (Nota 4)	9,941,547	8,925,873
Deudores varios y otras cuentas por cobrar	10,742,107	4,094,137
	70,097,498	65,019,427
Otras cuentas por cobrar:		
Energía suministrada y no facturada	23,924,580	21,816,882
Desvíos tarifarios por costos de abastecimiento	2,184,825	12,919,356
	26,109,405	34,736,238
Cuentas por cobrar - empresas del Grupo	2,990,601	2,777,663
	99,197,504	102,533,328
Provisión para posibles cuentas incobrables	(17,026,081)	(16,184,649)
Total	B/. 82,171,423	B/. 86,348,679

8. Clientes y Otras Cuentas por Cobrar (Continuación)

Cuentas por Cobrar - Clientes
Las cuentas por cobrar - clientes comprenden cantidades por cobrar por el monto de la facturación de la energía suministrada.

El período promedio de crédito en base a la facturación de energía es de 30 días, contados a partir de la fecha de la factura. Una provisión ha sido efectuada para montos estimados irrecuperables por B/.17,026,081 (2008: B/.16,184,649). Esta provisión ha sido determinada por referencia a experiencias en faltas de pago pasadas, clasificación del saldo por cobrar, según el estado de suministro y otras condiciones específicas relacionadas con localizaciones geográficas del cliente, convenios en arreglos de pago, etc. La Compañía no ha considerado necesario establecer una provisión para las cuentas por cobrar al Gobierno y entidades autónomas.

A continuación se presenta análisis de los saldos deudores, según fecha de facturación y clasificación por el estado de las cuentas:

	Baja Forzada	Cortado por Impago	Situación Correcta	Otros Deudores	Total
Corriente	B/. (19,257)	B/. 172,779	B/. 32,406,074	B/. 5,646,698	B/. 38,206,294
30 días	38,443	159,515	9,046,483	1,287,567	10,532,008
60 días	37,959	212,600	1,731,619	203,861	2,186,039
90 días	26,940	166,932	334,598	-	528,470
De 91 días a 1 año	233,632	1,055,619	1,493,407	1,194,948	3,977,606
Más de 1 año	(303,900)	3,147,524	9,414,424	2,563,692	14,821,740
	13,817	4,914,969	54,426,605	10,896,766	70,252,157
Menos:					
Provisión para posibles cuentas incobrables – clientes	(132,263)	(4,111,345)	(11,314,661)	(1,467,812)	(17,026,081)
Total	B/. (118,446)	B/. 803,624	B/. 43,111,944	B/. 9,428,954	B/. 53,226,076

8. Clientes y Otras Cuentas por Cobrar (Continuación)

Cuentas por Cobrar – Clientes (continuación)

	Porcentaje		Monto	
	2009	2008	2009	2008
Gerencia Panamá				
Comercios	24.42%	25.78%	B/. 14,493,591	B/. 15,707,141
Grandes clientes	13.82%	15.21%	8,203,118	9,267,712
Residenciales	33.82%	32.51%	20,072,328	19,806,126
Industriales	0.33%	0.38%	195,468	229,380
Otros clientes	0.33%	0.15%	194,688	90,848
Gerencia Interior				
Comercios	4.02%	3.92%	2,383,745	2,387,469
Grandes clientes	1.88%	1.93%	1,117,667	1,178,391
Industriales	4.36%	0.49%	2,588,277	296,729
Residenciales	0.30%	4.97%	175,848	3,027,115
Otros clientes	0.02%	0.01%	9,464	8,506
Gobierno y Entidades Autónomas:				
a. Descentralizadas	4.62%	5.32%	2,740,250	3,243,149
b. Entidades autónomas	3.73%	2.62%	2,214,859	1,597,368
c. Gobierno	7.73%	6.09%	4,590,739	3,710,954
d. Municipales	0.63%	0.61%	375,350	374,402
	100.00%	100.00%	59,355,292	60,925,290
Otros deudores			10,896,766	4,094,137
			B/. 70,252,058	B/. 65,019,427

Otras Cuentas por Cobrar

Energía Suministrada y no Facturada
La Compañía registra una estimación de aquellos servicios suministrados que se encontraban pendientes de facturación al 31 de diciembre de 2009, los cuales ascienden a la suma de B/.23,924,580 (2008: B/.21,816,882); el efecto neto en los resultados fue de B/.2,107,698 (2008: B/.3,186,654).

8. Clientes y Otras Cuentas por Cobrar (Continuación)

Otras Cuentas por Cobrar (continuación)

Desvíos Tarifarios por Costos de Abastecimientos
Según se establece en el marco regulatorio vigente y dado que los costos estimados de abastecimientos, reconocidos en la tarifa fueron inferiores a los costos reales del año 2009, la Compañía ha reconocido un activo por desvíos tarifarios en el año 2009 por B/.2,184,825. El registro de los desvíos tarifarios al 31 de diciembre de 2009 está acorde al mismo criterio que siguió la Administración al 31 de diciembre de 2008 cuando se reconocieron activos por la suma de B/.12,919,356, que fueron facturados a los clientes de la Compañía durante el primer semestre del 2009 según lo establecido en el régimen tarifario.

Deudores Varios
Los saldos de deudores varios comprenden facturaciones efectuadas por indemnización de terceros, servicios prestados a empresas y otros. Un detalle se presenta a continuación:

	2009	2008
Clientes - prestación de servicios	B/. 420,241	B/. 453,927
Deudores varios	1,637,648	624,524
Cheques devueltos	-	295,754
Cliente ventas - mercado	8,838,877	2,719,932
	B/. 10,896,766	B/. 4,094,137

Provisión para Posibles Cuentas Incobrables
El movimiento de la provisión para posibles cuentas malas se presenta a continuación:

	2009	2008
Saldo al inicio del año	B/. 16,184,649	B/. 14,487,183
Provisión del año	2,760,000	3,136,848
Cargos a la provisión	(1,918,568)	(1,439,382)
Saldo al final del año	B/. 17,026,081	B/. 16,184,649

9. Efectivo

El efectivo se detalla a continuación:

	2009	2008
Cuentas corrientes:		
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A.	B/. 2,113,195	B/. 1,004,485
BNP Paribas Sucursal Panamá	3,110	432,063
Banco Cuscatlán de Panamá, S. A.	-	6,671
Banco General, S. A.	459,867	990,545
Banco Nacional de Panamá	968,963	780,636
Banco Panameño de la Vivienda, S. A.	2,617	17,457
Citibank, N.A.	-	93,862
Banco Aliado, S. A	-	7,422
	3,547,752	3,333,141
Caja	7,517	9,612
Total	B/. 3,555,269	B/. 3,342,753

10. Capital Suscrito

La composición del capital se resume así:

	2009	2008
Capital suscrito	B/. 83,239,557	B/. 83,239,557
Acciones en tesorería	(604,694)	(604,694)
Reservas de capital	5,099,236	5,099,236
Utilidades no distribuidas	30,298,155	27,684,514
Patrimonio, neto	B/. 118,032,254	B/. 115,418,613

10. Capital Suscrito (Continuación)

El capital social autorizado de la Compañía es de cincuenta millones (50,000,000) de acciones comunes sin valor nominal, las que se encuentran emitidas en su totalidad. Hasta el año 2009, la Compañía ha readquirido 87,333 acciones por la suma de B/.604,694. El bloque del 51% de las acciones de la Compañía fue adquirido mediante la Licitación Pública Internacional No.COMVA-001-98 por Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.; el 49% de las acciones fue retenido por el Estado, de lo cual se reservó el 10% de las acciones para ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de la Compañía. Un resumen de las disposiciones establecidas por la Comisión de Venta de Acciones (COMVA), relacionadas con las acciones de la Compañía, es el siguiente:

- El comprador del bloque de acciones no podrá vender parcialmente dichas acciones mientras se encuentre vigente el contrato de concesión para la distribución de energía eléctrica, el cual tiene un término de 15 años.
- El comprador del bloque del 51% de las acciones de la Compañía, renunció al derecho preferente de compra de las acciones remanentes. Igualmente, existen restricciones aplicables a los compradores de las acciones remanentes.
- El Estado reservó el diez por ciento (10%) del total de las acciones de la Compañía con el propósito de ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de la Compañía. Dichos trabajadores tenían el derecho de adquirir acciones utilizando el monto equivalente a sus prestaciones laborales, incluyendo la indemnización. Estas acciones se reservaron por el término de un año, contado a partir de la firma del contrato de compra-venta del bloque de acciones y se vendieron en un seis por ciento (6%) de descuento con respecto al precio unitario pagado en la adquisición de ese bloque de acciones. Vencido el término de un año, cesó el derecho de los trabajadores a comprar estas acciones con descuento y el Órgano Ejecutivo podrá venderlas a través de los procedimientos de bolsa de valores o subasta pública con un límite de 5% de estas acciones por comprador.

El 11 de junio de 2001, la Junta Directiva de la Compañía aprobó la devolución de capital a los accionistas, producto de la reasignación del valor de las acciones sin valor nominal de la Compañía.

Reserva Voluntaria
Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía mantenía una reserva voluntaria de B/.5,099,236, producto de la compensación de cierre del contrato de compra-venta de las acciones en 1998.

Dividendos Pagados
Los dividendos están contabilizados en los estados financieros de la Compañía en el período en el cual son aprobados por los accionistas.

11. Deuda Financiera a Largo Plazo

El saldo de deuda financiera a largo plazo es como sigue:

	2009	2008
Banco General, S. A. Préstamo con vencimiento en el 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestralmente. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	B/. 20,000,000	B/. 20,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A. Préstamo con vencimiento en junio del 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestralmente. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	10,000,000	10,000,000
HSBC Bank (Panamá) S. A. Préstamo con vencimiento en junio del 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestralmente. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	20,000,000	20,000,000
BNP Paribas Sucursal Panamá Préstamo con vencimiento en diciembre del 2012, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados semestralmente, con garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	27,000,000	27,000,000
	B/. 77,000,000	B/. 77,000,000

A continuación se detalla el valor razonable de los instrumentos financieros:

	2009		2008	
Monto Acumulado		**Valor Razonable**	**Monto Acumulado**	**Valor Razonable**
	(Expresado en Balboas)			
Deuda a largo plazo	77,000,000	75,329,733	77,000,000	74,494,425

11. Deuda Financiera a Largo Plazo (Continuación)

Los préstamos incluyen cláusulas según las cuales la Compañía no podrá llevar a cabo lo siguiente:

- Fusionarse, disolverse, o liquidar sus haberes, sin previa notificación por escrito a los Bancos con treinta (30) días de antelación.

- Cambiar en forma material su estructura accionarial.

- Efectuar cambios materiales en la naturaleza de sus operaciones.

- Hipotecar, pignorar, dar en fideicomiso, ceder en garantía o de cualquier otra forma gravar o afectar cualquiera de sus activos a favor de cualquier tercero, siempre que dichas operaciones no sean materiales y que a criterio de los Bancos, no afecten la capacidad de los deudores solidarios de cumplir sus obligaciones bajo el presente contrato.

- A no vender o en cualquier forma enajenar o disponer de activos sin el consentimiento previo de los Bancos, el cual no será negado o demorado irrazonablemente, salvo que sean dentro del curso normal de los negocios de los deudores, se trate de ventas con contraprestación a valor de mercado, o que no afecten la devolución de este préstamo, en cuyo caso no se requerirá de consentimiento previo.

- Cuando se vaya a producir un cambio de accionariado en las partes deudoras por el que el accionista actual Unión Fenosa, S. A. deje de mantener el cincuenta y un por ciento (51%) del capital social emitido y en circulación, ya sea mediante titularidad directa o indirecta de dicha participación, o deje de controlar la mayoría de los Directores de la Junta Directiva de las partes deudoras. Las partes deudoras, deberán previamente poner el hecho en conocimiento de los Bancos.

11. Deuda Financiera a Largo Plazo (Continuación)

A continuación se presentan las cláusulas de los contratos de préstamos con respecto a información financiera.

- Notificar a los Bancos de inmediato y por escrito, cualquier evento o situación que pueda afectar materialmente el cumplimiento de sus obligaciones.
- Pagar todos los impuestos, tasas y otras contribuciones de naturaleza análoga en sus vencimientos.
- Cumplir con todas las leyes, decretos, reglamentos y regulaciones de importancia que le sean aplicables.
- Mantener en todo momento un nivel de pasivos financieros a EBITDA inferior a cuatro punto veinticinco a uno (4.25:1.0), el cual será medido trimestralmente en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.
- Mantener en todo momento un nivel de Cobertura de Servicio de Deuda medido en base a "EBITDA" entre "Pago de Deuda" de por lo menos uno punto uno (1.1) veces, el cual será medido trimestralmente en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.
- Las partes deudoras se obligan a tomar las medidas necesarias para que los Bancos se mantengan durante la vigencia del préstamo en iguales condiciones de garantías y prelación de créditos con las otras entidades financiera que participan en la refinanciación por la suma de cincuenta millones de dólares (USD50,000,000).
- Las partes deudoras deberán mantener al final de cada trimestre una razón de EBITDA combinado del período a gasto combinado de intereses del período de no menos de 3.0 a 1.0.
- Mantener debidamente asegurados los elementos patrimoniales de su activo, de conformidad con las prácticas usuales en el sector.

Con base en los pagos futuros, el préstamo a largo plazo se resume así:

	2009	2008
Hasta 1 año	B/. -	B/. -
De 1 a 2 años	77,000,000	-
De 2 a 4 años	-	77,000,000
Total	B/. 77,000,000	B/. 77,000,000

La tasa de interés promedio pagada fue de 5.09% (2008: 4.99%).

Los préstamos fueron contratados a tasas de interés variables, exponiendo a la Compañía a riesgo de interés en los flujos de efectivo.

12. Otros Pasivos no Circulantes

A continuación detalle de otros pasivos no circulantes:

	2009	2008
Subvenciones de capital	B/. 35,072,428	B/. 32,633,362
Fianzas y depósitos recibidos	10,566,866	10,224,937
Acuerdo por retiro anticipado	318,845	188,077
Provisión para indemnización y prima de antigüedad	534,568	572,013
Otros pasivos	8,830	8,830
Total	B/. 46,501,537	B/. 43,627,219

Subvenciones de Capital
Las subvenciones de capital corresponden, a donaciones recibidas de terceros, y aportes en efectivo recibidas de entidades oficiales, principalmente Fondo de Inversión Social, cuyo destino ha sido mejorar las instalaciones de distribución de energía eléctrica de la Compañía y desarrollo de proyectos de electrificación rural. También, considera los inmovilizados recibidos de la Autoridad de la Región Interoceánica, por infraestructuras transferida de la antigua Zona del Canal.

A continuación se presenta el siguiente detalle de las subvenciones de capital:

	Saldo al 12/31/2008	Monto Reconocido como Ingresos	Traspasos y Aumentos	Saldo al 12/31/2009
		(Expresado en Balboas)		
Instalaciones técnicas:				
Donaciones oficiales	19,812,422	(750,240)	587,823	19,650,005
Donaciones de terceros	12,820,940	(422,518)	3,024,001	15,422,423
Total	32,633,362	(1,172,758)	3,611,824	35,072,428

12. Otros Pasivos no Circulantes (Continuación)

Subvenciones de Capital (continuación)

	Saldo al 12/31/2007	Monto Reconocido como Ingresos	Traspasos y Aumentos	Saldo al 12/31/2008
		(Expresado en Balboas)		
Instalaciones técnicas:				
Donaciones oficiales	20,692,830	(880,408)	-	19,812,422
Donaciones de terceros	6,221,623	(202,819)	6,802,136	12,820,940
Total	26,914,453	(1,083,227)	6,802,136	32,633,362

Las adiciones en el año 2009 corresponden principalmente a aportes del Fondo de Inversión Social para la construcción de líneas de distribución y otros aportes de terceros.

Fianzas y Depósitos Recibidos
De conformidad con los contratos de suministro de energía eléctrica, la Compañía exige un depósito al cliente (consumidor) como garantía por el pago de la energía consumida, el cual debe ser devuelto a la terminación del contrato, previo descuento de la suma adeudada por el cliente.

Con respecto a los depósitos recibidos con posterioridad a la vigencia del pliego tarifario, el ASEP emitió las Resoluciones No.JD-219 de 31 de marzo de 1998 y No.JD-761 de 8 de junio de 1998, las cuales establecen que en aquellos casos que el cliente haya mantenido buen historial de pago, los depósitos deberán devolverse, a más tardar, un año después de la firma del contrato y mientras la Compañía mantenga el depósito, deberá pagar intereses en forma semestral.

12. Otros Pasivos no Circulantes (Continuación)

Fianzas y Depósitos Recibidos (continuación)

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía mantiene depósitos recibidos de clientes por la suma de B/.12,666,866 (2008: B/.12,719,437) e intereses acumulados por pagar generados por los depósitos, por la suma de B/.564,335 (2008: B/.581,056). A continuación se presenta el movimiento de la cuenta durante el año:

	2009	2008
Saldo al comienzo del año	B/. 13,300,523	B/. 13,472,913
Depósitos de nuevos suministros	2,964,925	2,814,867
Intereses	534,292	542,816
Depósitos devueltos a los clientes	(3,017,496)	(2,958,287)
Intereses pagados	(551,043)	(571,786)
Saldo al final del año	13,231,201	13,300,523
Menos porción corriente:		
Fianzas y depósitos recibidos	2,100,000	2,494,500
Intereses	564,335	581,086
Total de fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	B/. 10,566,866	B/. 10,224,937

Provisión para Prima de Antigüedad

El Código de Trabajo establece que el empleador pagará a los empleados el reconocimiento de una prima de antigüedad por servicios que es pagadero cualquiera que sea la razón de la terminación del empleado. La Compañía ha establecido una provisión, la cual se calcula sobre la base de una semana de salario por cada año de trabajo, o lo que es igual al 1.92% sobre los salarios pagados durante el año.

La Ley 44 de 12 de agosto de 1995 establece la obligación de los empleadores a constituir un fondo de cesantía para pagar a los empleados la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado. Consecuentemente, la Compañía estableció una provisión para el fondo de cesantía basada en el 5% de la cuota mensual de la indemnización que tendría que pagar a los empleados en caso de un despido injustificado.

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía mantenía un fondo en fideicomiso con un agente fiduciario por la suma de B/.1,448,169 (2008: B/.1,377,688), el cual se presenta en el rubro de otros activos no circulantes del balance general. (Véase Nota 7)

13. Deuda Financiera a Corto Plazo

El saldo de la deuda financiera a corto plazo, es como sigue:

	2009	2008
Sobregiros y líneas de crédito:		
The Bank of Nova Scotia	B/. 5,072,729	B/. 49,871,392
HSBC Bank (Panamá), S. A.	1,553,410	17,974,145
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A.	3,209,906	-
Banco Aliado, S. A.	9,830,117	-
Citibank, NA	2,500,000	-
Banco Nacional de Panamá	15,000,000	-
BNP Paribas Sucursal Panamá	-	2,893,499
	37,166,162	70,739,036
Sobregiro ocasional en libros:		
Citibank, NA	671,872	-
The Bank of Nova Scotia	6,976	
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A.	-	2,427,832
HSBC Bank (Panamá), S. A.	-	62,332
Total	B/. 37,845,010	B/. 73,229,200

La deuda financiera a corto plazo está garantizada con fianza cruzada de la Compañía de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. Las facilidades de crédito son revisadas anualmente.

La Compañía tiene líneas de crédito contratadas por B/.186,954,712 (2008: B/.212,092,158) garantizadas con fianzas cruzadas de la Compañía de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía tenía saldo pendiente de estas líneas de crédito por B/.114,166,162 (2008: B/.147,739,036). El monto no utilizado de estas líneas de crédito son por la suma de B/.72,788,550 (2008: B/.64,353,122).

Los préstamos y sobregiros han devengado una tasa de interés promedio en el año 2009 de 5.09% (2008: 4.99%).

La Administración considera que el valor en libros de los préstamos por pagar a corto plazo se aproxima a su valor razonable.

14. Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

A continuación el detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar:

	2009	2008
Generación y Transmisión:		
AES Panamá (Empresa de Generación Eléctrica)	B/. 15,029,332	B/. 14,900,109
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	7,384,695	14,768,877
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	8,213,721	1,219,432
Pedregal Power Company, S. A.	2,310,397	778,001
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.	2,384,319	2,363,679
PanAM Generating, Ltd.	4,226,634	2,303,690
Autoridad del Canal de Panamá	14,435,323	5,795,470
Elektra Noreste, S. A.	315,510	760,343
Corporación Panameña de Energía, S. A.	-	868,818
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	1,854,712	230,955
Generadora del Atlántico, S. A.	10,703,499	-
Hidro Panamá, S. A.	262,576	154,921
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	7,414,600	1,324,809
Termica del Caribe, S. A.	2,780,042	568,722
Istmus Hidro Power Corporation	664,317	490,475
Otras	548,741	217,256
	78,528,418	46,745,557
Deudas con empresas del Grupo	4,427,385	5,269,778
Otros proveedores	4,805,698	7,685,902
Total	B/. 87,761,501	B/. 59,701,237

La Administración considera que el valor en libros de las cuentas por pagar - comerciales se aproxima a su valor razonable.

15. Otros Pasivos Circulantes

A continuación el detalle de otros pasivos circulantes:

	2009	2008
Acuerdos de retiro anticipado	B/. 385,922	B/. 340,427
Administración pública	399,088	475,052
Fianzas y depósitos recibidos	2,100,000	2,494,500
Impuesto sobre la renta por pagar	5,262,381	-
Intereses fianzas, y otros pasivos circulantes	972,596	574,983
Remuneraciones pendiente de pago	651,144	564,381
Subsidios recibidos para aplicar a clientes	568,653	2,508,077
Total	B/. 10,339,784	B/. 6,957,420

Los subsidios registrados corresponde a lo acordado en la Ley 15 de febrero de 2001 que establece el régimen y procedimiento a los que se sujetarán los subsidios destinados a los clientes del servicios público de electricidad, cuyo consumo califica como consumo básico o de subsistencia, y en el cual la administración y aplicación está a cargo de la Compañía, para la cual la Compañía efectúa una retención a algunos clientes y a su vez le concede un descuento a aquellos clientes sujetos al subsidio de acuerdo a lo que define la Ley como clientes de consumo básico o de subsistencias.

16. Ingresos

A continuación el detalle de los ingresos:

	2009	2008
Venta de energía:		
Energía facturada a los clientes	B/. 497,303,482	B/. 556,091,694
Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos	(10,735,131)	661,780
Subsidios	-	3,665,554
Cambio neto en la energía no facturada	2,107,698	3,186,654
	488,676,049	563,605,682
Otros ingresos:		
Prestación de servicios comerciales	1,322,176	1,172,852
Ingresos accesorios y otros de gestión	744,942	857,080
Otros	1,892,513	1,885,806
	3,959,631	3,915,738
Total	B/. 492,635,680	B/. 567,521,420

17. Aprovisionamientos

La Ley No.6 de 3 de febrero de 1997 estableció la obligación de suscribir contratos de compra-venta de energía, previa aprobación de la ASEP. En cumplimiento de esta Ley, la Compañía ha suscrito diversos contratos (expresados en dólares de los Estados Unidos de América) que le otorgan el derecho de uso de la "Potencia Firme Contratada", medida en el Punto de Interconexión, cuyo suministro garantiza la Compañía de Generación bajo los términos y condiciones pactados en el Contrato y la prioridad de uso ante una condición de racionamiento de la Energía Asociada, definida como el compromiso de suministro horario de energía del Vendedor (Empresa de Generación) al Comprador (Empresa de Distribución).

Un resumen de las cláusulas más importantes de estos contratos se presenta a continuación:

- Las partes se rigen por las Reglas para el Mercado Mayorista establecidas en la Resolución de Junta Directiva No.605 de la ASEP de 24 de abril de 1998 y modificaciones. Las Reglas del Mercado tendrán prelación sobre los Documentos de Contrato para resolver cualquier discrepancia, contradicción o conflicto entre ambos.

- La Compañía debe mantener un depósito de garantía por un monto igual a un mes de la facturación media anual de la potencia y energía. La Compañía ha contratado las respectivas fianzas de cumplimiento a favor de las Empresas de Generación Eléctrica.

- Los contratos establecen que el Vendedor debe presentar la cuenta mensual dentro de los primeros cinco días calendarios del mes siguiente del mes vencido. La cuenta mensual debe ser pagada por el Comprador dentro de los treinta días calendario de presentada la cuenta mensual; sin embargo, la Compañía tiene hasta cinco días para rechazar o aceptar la factura.

- En caso de incumplimiento por parte de la Compañía, el Vendedor podrá dar aviso de terminación del Contrato ante cualquier contravención material del Contrato que no sea remediada dentro de treinta días, y que haya sido notificada por escrito, indicando la violación en cuestión, en detalle y exigiendo el remedio de ella, por el no pago de la cuenta mensual por servicios prestados y por cualquier alteración o modificación fraudulenta en el sistema de medición; en ambos casos, la Compañía dispondrá de cuarenta y ocho horas para remediar el incumplimiento.

17. Aprovisionamientos (Continuación)

- Según lo requerido por la Ley, las empresas que suscriban el Contrato deben pagar individualmente a las autoridades correspondientes, todos los impuestos nacionales, provinciales, municipales y otros impuestos legales, derechos de aduana, cánones u otras imposiciones presentes y futuras que sean aplicables a sus respectivas instalaciones, otros activos y actividad comercial o industrial.

La Compañía paga un monto por pérdida de energía de transmisión trasladado a la tarifa, el mismo es calculado por el Centro Nacional de Despacho, con base en la energía mensual en MWh adquirida a través de la red, el porcentaje asignado de pérdidas según el nodo donde recibe la energía y el precio de la energía en el mercado mayorista. El valor de estas pérdidas se determina de acuerdo con las Reglas del Mercado Mayorista. De igual modo se pagan al mercado mayorista los costos por los servicios auxiliares y sobrecosto por generación obligada.

El desglose de este epígrafe es como sigue:

	2009	2008
Compras	B/. 387,350,688	B/. 467,449,396
Gasto de transporte de energía	11,683,193	13,498,579
Total	B/. 399,033,881	B/. 480,947,975

18. Gastos

Los gastos se detallan a continuación:

	2009	2008
Salarios y Beneficios a Empleados		
Retribuciones salariales	B/. 8,670,729	B/. 6,704,126
Seguridad social	980,482	978,180
Otros beneficios a empleados	1,006,803	1,024,222
	10,658,014	8,706,528
Menos: Gastos incluidos en el costo de los activos que califican (Nota 2)	(2,215,761)	(2,226,463)
	8,442,253	6,480,065
Otros Gastos Generales y Administrativos		
Reparaciones y conservación	5,988,122	5,858,854
Servicios profesionales independientes	4,328,692	4,879,626
Trabajo de comercial contratados	3,962,643	3,357,434
Dotación, provisión de insolvencias clientes	2,760,000	3,136,848
Tributos	1,581,794	1,328,043
Suministros (agua, luz, teléfono, correo y carburante de vehículos)	2,790,575	3,045,234
Vigilancia	333,764	480,683
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	378,347	726,468
Arrendamientos y cánones	553,109	642,409
Gastos de viaje	349,606	620,002
Prima de seguros	584,638	511,920
Pérdidas por descartes de inmovilizado material	342,159	332,652
Material de oficina	81,368	282,958
Servicios de limpieza	358,346	313,971
Trabajo medio ambiente	187,115	119,071
Servicios bancarios y similares	280,047	64,063
Gastos varios	678,793	75,971
	25,539,118	25,776,207
Gastos Financieros		
Intereses sobre:		
Préstamos bancarios a largo plazo	3,807,073	3,825,465
Préstamos a corto plazo	2,837,901	3,538,151
Desvío tarifario	2,086,138	-
Fianzas y depósitos recibidos y otros	1,078,902	633,394
	9,810,014	7,997,010
Total	B/. 43,791,385	B/. 40,253,282

18. Gastos (Continuación)

	2009	2008
El número medio de empleados se detalla así:		
Directivos	12	19
Técnicos y administrativos	216	223
Jurídicos	2	2
Auxiliares de oficina, profesionales de oficio y peonajes	146	145
Total	376	389

19. Compromisos y Contingencias

Litigios Pendientes

La Compañía está sujeta a litigios y reclamos originados en el curso normal de sus operaciones. Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía tiene demandas en su contra por la suma de B/.1,210,008,056 (2008: B/.1,221,227,116), más las costas legales. La Administración, después de consultar a sus asesores legales y evaluar la evidencia disponible a la fecha del balance general sobre probabilidades y montos de pérdida, ha establecido provisión para posibles pérdidas por la suma de B/.1,000,000, la cual es reportada en el balance general en el rubro de provisiones para contingencias.

La Compañía mantenía acciones legales en contra de la Resolución No.JD-5954 de fecha 11 de abril de 2006, mediante la cual la ASEP le ordenó "a la Compañía de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A. devolver a sus clientes de las tarifas BTS, BTH, BTD, MTD, la suma de veinticuatro millones novecientos mil balboas (B/.24,900,000) cobrada en exceso", para lo cual la Compañía ha interpuesto los recursos legales correspondientes y de acuerdo a la opinión de la Administración, sus asesores legales internos y externos, si se respeta lo dispuesto en el Contrato de Concesión y en la Resolución que aprueba el Ingreso Máximo Permitido de la Compañía, así como si se valoran correctamente las pruebas promovidas, el fallo debería favorecer a la Compañía.

19. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Litigios Pendientes (continuación)
La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) por medio de la Resolución No.JD-5863 del 17 de febrero de 2006 aprobó el Régimen de Distribución y Comercialización que estaría vigente desde julio del 2006 a junio del 2010, sobre la cual, la Administración tiene las siguientes consideraciones:

- No se estableció que la estimación de los activos fijos se haría a partir del valor, a su costo original que consta en los libros de contabilidad del concesionario al inicio del período tarifario, más las inversiones netas de cada año, como lo dispone el Artículo 103 de la Ley 6.

- No se consideró que lo que se debe estimar bajo el supuesto de eficiencia económica, son las inversiones que el concesionario haga durante el período y, no las que hizo antes del inicio del período tarifario.

- No se reconoció que de conformidad con el Artículo 103 de la Ley 6, entre los costos que constituyen el valor agregado en distribución, se incluye el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución, ya sean técnicas o no técnicas (ejemplo: energía consumida mediante fraude).

- Se está violando el criterio de suficiencia financiera, no determinó que el recargo por bajo factor de potencia no sólo debe ser facturado sobre la energía, sino también sobre la demanda o potencia.

- Se violó el criterio de transparencia recogido en la Ley 6 de 1997, porque no se ha tomado en cuenta que no es posible definir las ecuaciones de eficiencia si todavía no se conocen las empresas compradoras.

- No se tomó en cuenta que al hacer la revisión del Ingreso Máximo Permitido no es cualquier variable la que puede ser objeto de revisión, porque por ejemplo, por disponerlo así el Contrato de Concesión de nuestra demandante, la variación en las ventas, en la cantidad y/o tipo de cliente no constituye grave error de cálculo que posibilite una revisión extraordinaria de las tarifas.

- No se ha tomado en cuenta que, para que la Compañía pueda establecer el Pliego Tarifario, ya esta entidad debía haber aprobado el Ingreso Máximo Permitido seis meses antes de la entrada en vigencia el Régimen Tarifario y no lo ha hecho.

- No se ha tomado en cuenta que el cargo de reconexión no debe estar limitado por el cargo de conexión, porque en el primero nuestra demandante incurre en mayores costos que en el segundo.

19. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Litigios Pendientes (continuación)

- No se ha considerado que la actualización de los cargos de conexión y reconexión se debe hacer utilizando directamente el Índice de Precios al Consumidor (IPC), ya que se refieren sólo a los costos de mano de obra y de los materiales locales.

- No se tomó en cuenta que los cargos por uso de la red que se le cobra a los grandes clientes, a los autogeneradores y a los cogeneradores no puede ser igual que el que se le cobra a los clientes regulados.

El 26 de mayo de 2006, la Compañía presentó demanda contencioso administrativa de plena jurisdicción contra la Resolución No.JC-5863 de 17 de febrero de 2006, mediante la cual se aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, el cual regirá del 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

La Compañía solicitó a la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia que declare la ilegalidad de varios artículos de la Resolución No.JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y que dictara normas de reemplazo y que se le ordenara al entonces Ente Regulador que acoja todas las modificaciones y correcciones, a fin de que cumpla con lo dispuesto en la Ley 6 de 1997 y lo acordado en el Contrato de Concesión de la Compañía y se enmiende el daño económico causado a la Compañía, lo cual debe hacerse mediante una recuperación, en un término no mayor de cuatro (4) años, a través del establecimiento de un cargo tarifario adicional al Pliego Tarifario de la Compañía vigente a la fecha en que dicha recuperación se lleve a cabo.

La Administración considera que el resultado final de este procedimiento no tendrá un impacto material en su condición financiera, resultados de su operación, o en sus flujos de efectivo.

Samba Bonita Power & Metals, S. A. demandó de forma solidaria a la Compañía y a EDECHI por la suma de B/.1,185,000,000 como indemnización por los supuestos daños y perjuicios causados por la demandada al supuestamente frustrar el perfeccionamiento del Contrato No.14-06 para el suministro de potencia firme y energía.

De acuerdo a los asesores legales, se considera que de ser valoradas debidamente las pruebas y elementos de juicio por el Tribunal, el fallo debe ser favorable para la Compañía.

19. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Garantías

La Compañía mantiene fianza solidaria sobre las obligaciones que mantiene Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. con entidades financieras. El saldo de dichas obligaciones al 31 de diciembre de 2009 asciende a B/.21,170,412 (2008: B/.21,580,735).

Compra de Energía

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía había firmado contratos para el suministro de la potencia firme y la energía asociada requerida y los términos de compra de capacidad a largo plazo con las siguientes compañías generadoras:

Fortuna, S. A.	87.92	01/01/2012	12/31/2012
Fortuna, S. A. (Sólo Energía)	N/A	01/01/2009	12/31/2009
Generadora del Atlántico (Sólo Energía)	N/A	05/01/2009	12/31/2011
Generadora del Atlántico (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
Generadora del Atlántico, S. A.	45	09/01/2009	12/31/2009
Generadora del Atlántico, S. A.	45	01/01/2010	12/31/2010
Generadora del Atlántico, S. A.	45	01/01/2011	06/30/2014
Hidro Ibérica (Excedente de Energía)		08/31/2010	12/31/2010
Hidro Panamá (Excedente de Energía)		01/01/2010	12/31/2010
Hidroboquerón (Excedente de Energía)		07/01/2009	12/31/2010
Hidromáqinas, S. A.	1.9	06/01/2009	12/31/2018
Hydro Caisán	17.048	01/01/2013	12/31/2022
ICE (Excedente de Energía) Hydro		01/01/2010	12/31/2010
ICE (Excedente de Energía) Térmico		12/01/2009	06/30/2010
Ideal Panamá	0	01/01/2010	12/31/2010
Ideal Panamá	20.07	01/01/2011	12/31/2011
Ideal Panamá (Excedente de Energía)		09/01/2010	12/31/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A. (Sólo Potencia)	8	01/01/2009	12/31/2009
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	4,275	03/01/2009	12/31/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	27,455	01/01/2011	12/31/2011
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	49,445	01/01/2012	12/31/2012
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	32,015	01/01/2013	12/31/2013
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	41,515	01/01/2014	06/30/2014
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	33.08	03/01/2009	12/31/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	9.90	01/01/2011	12/31/2011
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	12.81	01/01/2012	12/31/2012
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	30.24	01/01/2013	12/31/2012
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	20.74	01/01/2014	06/30/2014
Istmus (Excedente de Energía)		01/01/2010	12/31/2010
PAN AM (Sólo Energía)	N/A	05/01/2009	12/31/2011

19. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compra de Energía (continuación)

Generadora	MW (por mes)	Comienzo	Final
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	17.00	12/01/2010	12/31/2010
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	13.00	01/01/2011	01/31/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	37.00	02/01/2011	02/28/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	10.00	03/01/2011	03/31/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	11.00	04/01/2011	04/30/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)		05/01/2011	05/31/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	13.00	06/01/2011	31/06/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)		07/01/2011	07/31/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	2.00	08/01/2011	08/31/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	15.00	09/01/2011	09/30/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)	4.00	10/01/2011	10/31/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)		11/01/2011	11/30/2011
Cesión Contrato Elektra - Fortuna (Sólo Potencia)		12/01/2011	12/31/2011
COPESA (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
EGESA (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
Electron Investment.	34.65	01/01/2013	12/31/2022
Empresas Melo (Excedente de Energía)		01/01/2010	12/31/2010
Enel Fortuna (Excedente de Energía)		01/01/2010	12/31/2010
ESEPSA, S .A.	1.44	07/01/2009	06/30/2014
Fortuna, S. A.	54.6	01/01/2010	12/31/2010
Fortuna, S. A.	90.83	01/01/2011	12/31/2011
Fortuna, S. A.	87.92	01/01/2012	12/31/2012
Generadora del Atlántico (Sólo Energía)	N/A	05/01/2009	12/31/2011
Generadora del Atlántico (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
Generadora del Atlántico, S. A.	45	01/01/2010	12/31/2010
Generadora del Atlántico, S. A.	45	01/01/2011	06/30/2014
Hidro Ibérica (Excedente de Energía)		08/31/2010	12/31/2010
Hidro Panamá (Excedente de Energía)		01/01/2010	12/31/2010
Hidroboquerón (Excedente de Energía)		07/01/2009	12/31/2010
Hidromáqinas, S. A.	1.9	06/01/2009	12/31/2018
Hydro Caisán	17.048	01/01/2013	12/31/2022
ICE (Excedente de Energía) Hydro		01/01/2010	12/31/2010
ICE (Excedente de Energía) Térmico		12/01/2009	06/30/2010
Ideal Panamá	0	01/01/2010	12/31/2010
Ideal Panamá	20.07	01/01/2011	12/31/2011
Ideal Panamá (Excedente de Energía)		09/01/2010	12/31/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	4.275	03/01/2009	12/31/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	27.455	01/01/2011	12/31/2011
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	49.445	01/01/2012	12/31/2012
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	32.015	01/01/2013	12/31/2013
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	41.515	01/01/2014	06/30/2014
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	33.08	03/01/2009	12/31/2010
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	9.90	01/01/2011	12/31/2011

19. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compra de Energía (continuación)

Generadora	MW (por mes)	Comienzo	Final
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	12.81	01/01/2012	12/31/2012
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	30.24	01/01/2013	12/31/2012
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	20.74	01/01/2014	06/30/2014
Istmus (Excedente de Energía)		01/01/2010	12/31/2010
PAN AM (Sólo Energía)	N/A	05/01/2009	12/31/2011
Pan Am (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
Paso Ancho (Excedente de Energía)		05/17/2010	12/31/2010
Pedregal Power (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010
Pedregal Power	32.00	01/01/2010	12/31/2011
Pedregalito (Excedente de Energía)		10/01/2010	12/31/2010
Saltos del Francolí (Excedente de Energía)		03/01/2010	12/31/2010
TÉRMICA DEL CARIBE	7	01/01/2010	12/31/2010
TÉRMICA DEL CARIBE	15	01/01/2011	12/31/2011
TÉRMICA DEL CARIBE	4.275	03/01/2009	06/30/2014
TÉRMICA DEL CARIBE (Excedente de Energía)		12/01/2009	06/30/2010

Al 31 de diciembre de 2009, existen fianzas de cumplimiento con las empresas Generadoras de Energía, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y de servicios de generación, por un monto de B/.43,198,171 (2008: B/.23,238,018).

La Compañía, producto de los contratos de energía a largo plazo antes señalados, mantiene obligaciones contractuales como se detalla a continuación:

2010	B/. 467,848,690
2011	254,402,194
2012	213,146,263
2013	316,509,751
De 2014 en adelante	1,919,070,959
	B/. 3,170,977,857

19. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Cargos por Transmisión
La Compañía paga una tarifa regulada a Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), una compañía propiedad del Gobierno de Panamá, por conexión y uso del sistema de transmisión. La tarifa actual vence el 30 de junio de 2010. La Compañía tiene cartas de crédito y avales por la suma de B/.16,270,866, con vencimiento el 31 de diciembre de 2009, a favor de ETESA como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2009.

Desembolsos de Capital
Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía mantiene contratos relacionados con inversiones en activos fijos, así como para la compra de otros bienes y servicios por un monto de aproximadamente B/.3,231,000 (2008: B/.3,290,089).

Contrato de Administración
La Compañía mantiene contrato por servicios de administración con Unión Fenosa Internacional, S. A., una empresa establecida y existente bajo las leyes del Reino de España. De acuerdo al contrato, la Compañía deberá pagar honorarios anuales como compensación de las obligaciones establecidas bajo este acuerdo al 4% de la utilidad antes de depreciación, intereses e impuesto sobre la renta.

Arrendamientos
A la fecha del balance general, la Compañía tenía compromisos contingentes por arrendamientos operacionales no cancelables, los cuales pueden ser cancelados como se muestra a continuación:

Dentro de un año	B/. 270,000
De dos a tres años	540,000
De cuatro a cinco años	540,000
Total	B/. 1,350,000

Los pagos de alquileres bajo arrendamientos operativos, principalmente para uso de la oficina, al 31 de diciembre de 2009 fueron de B/.267,855 (2008: B/.323,116).

20. Impuesto sobre la Renta

De acuerdo con las disposiciones fiscales vigentes en la República de Panamá, las ganancias obtenidas por la Compañía por operaciones locales están sujetas al pago del impuesto sobre la renta, las obtenidas por depósitos a plazo están exentas del pago del impuesto sobre la renta.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta de la Compañía, inclusive la del año terminado el 31 de diciembre de 2009, están sujetas a revisión por las autoridades fiscales para los tres últimos períodos fiscales, según regulaciones vigentes.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas fiscales, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades fiscales para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos fiscales, cuyo importe no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva.

Durante el año 2003, la Dirección General de Ingresos del Ministerio de Economía y Finanzas revisó las declaraciones de rentas de los años 2001 y 2002 y, al respecto, ésta indicó que había identificado una contingencia relacionada con impuestos no retenidos; no obstante, la Administración interpuso recursos de reconsideración presentados contra liquidaciones adicionales de la Administración Regional de Ingresos de la Provincia de Panamá, y que guardan relación con supuestas retenciones dejadas de pagar por dichas empresas en relación con pagos efectuados a Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior, S. A., por razón de Contrato de Operación celebrado con dicha empresa y en concepto de "fee de operación". De conformidad con la información hasta ahora examinada, consideran que las liquidaciones adicionales antes mencionadas, no tienen asidero de conformidad con la normativa vigente. No obstante, se ha sometido en primera instancia, a consideración de la propia Administración Provincial de Ingresos, y en momento oportuno, se presentará recurso de apelación ante el Comité de Apelaciones de la Dirección General de Ingresos. Consideramos que las posibilidades de éxito son buenas, por lo cual no se ha efectuado provisión para está contingencia. Dichos alcances en la actualidad son por la suma aproximada de B/.2,918,000, y en caso de no prosperar los recursos presentados, se tendría igualmente que pagar los intereses de mora causados.

La Compañía está registrada en el régimen de Estabilidad Jurídica a las Inversiones según lo que dispone la Ley 54 de 22 de julio de 1998; este registro se hace según Resuelto No.0061 de 20 de junio de 2000, expedido por la Dirección Nacional de Desarrollo Empresarial del Ministerio de Comercio e Industrias y hasta por un término de 10 años. De acuerdo con lo que señala la Ley antes referida, la Compañía gozará de manera automática, desde el momento en que se otorgue el Certificado de Inscripción en el Registro de garantías de estabilidad jurídica, o sea, el congelamiento de las condiciones jurídicas vigentes al momento de obtener el Certificado de Inversión. En consecuencia, la Compañía mantiene estabilidad impositiva, es decir, mantiene el régimen tributario existente al momento de su inscripción. Por ello, en pago del impuesto de licencia comercial y la tasa única de sociedades anónimas mantienen sus importes aún cuando la ley fiscal los ha incrementado

20. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

La provisión para el gasto de impuesto sobre la renta es el siguiente:

	2009	2008
Corriente	B/. 14,093,922	B/. 8,998,967
Diferido	(3,047,111)	1,273,574
Total	B/. 11,046,811	B/. 10,272,541

Los rubros significativos con efectos impositivos que componen el activo y el pasivo de impuesto diferido incluido en el balance general al 31 de diciembre, se detallan a continuación:

	Provisión para inmovilizado material	Provisión de gasto de personal	Energía suministrada, no facturada	Combustible y ajuste tarifario	Provisión para posibles cuentas incobrables	Provisión para gasto de Indem-nización	Total
			(Expresado en Balboas)				
Saldo al 1 de enero de 2008	303,752	257,560	(5,589,069)	(3,677,273)	(218,749)	390,000	(8,533,779)
Débito (crédito) a pérdidas o ganancias durante el año	-	(119,042)	(955,996)	(198,536)	-	-	(1,273,574)
Saldo al 31 de diciembre de 2008	303,752	138,518	(6,545,065)	(3,875,809)	(218,749)	390,000	(9,807,353)
Saldo al 1 de enero de 2009	303,752	138,518	(6,545,065)	(3,875,809)	(218,749)	390,000	(9,807,353)
Débito (crédito) a pérdidas o ganancias durante el año	(22,007)	103,053	(632,309)	3,220,361	378,013	-	3,047,111
Saldo al 31 de diciembre de 2009	281,745	241,571	(7,177,374)	(655,448)	159,264	390,000	(6,760,242)

Algunos activos y pasivos diferidos han sido compensados de acuerdo a las políticas contables de la Compañía. A continuación se presenta un análisis de los activos y pasivos diferidos (después de la compensación) para propósito del balance general:

	2009	2008
Activo por impuesto diferido	B/. 1,072,580	B/. 832,270
Pasivo por impuesto diferido	(7,832,822)	(10,639,623)
Total	B/. (6,760,242)	B/. (9,807,353)

El activo diferido se reconoce con base a las diferencias fiscales deducibles considerando sus operaciones pasadas y las utilidades gravables proyectadas, las cuales se espera sean por el método tradicional, que consideran la aplican de las diferencias temporales deducibles.

20. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

A continuación se presenta conciliación del impuesto sobre la renta calculado, aplicando la tasa reglamentaria a la utilidad según el estado de resultados, con la provisión para impuesto sobre la renta mostrado en dicho estado:

	2009	2008
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	B/. 36,578,312	B/. 33,516,656
Menos diferencias permanentes negativas		
Ingresos financieros	(217,120)	(121,405)
Dividendos recibidos	(36,455)	(54,180)
Discapacitados	(135,238)	(133,023)
Descarte de materiales	-	(118,447)
Más diferencias permanentes positivas		
Gastos no deducibles	636,830	769,152
Más (menos) efecto fiscal de diferencias temporales		
Diferencias positivas	(11,143,864)	12,277,255
Diferencias negativas	31,300,897	(16,522,499)
Renta gravable	56,983,362	29,613,509
Impuesto causado	14,095,009	8,884,053
Impuesto del ejercicio anterior	(1,087)	114,914
Total	B/. 14,093,922	B/. 8,998,967

21. Aspectos Regulatorios del Mercado Eléctrico

El Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad en la República de Panamá está dictaminado por la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997. La Ley No.52 de 30 de julio de 2008, creó la Secretaría Nacional de Energía, con la finalidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía. La regulación del sector de energía eléctrica está a cargo de la ASEP, cuyas funciones han sido definidas en la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997.

La Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece el pago a la ASEP, de una tasa de control de vigilancia y fiscalización, la cual no debe exceder el 1% de la facturación total de la Compañía.

21. Aspectos Regulatorios del Mercado Eléctrico (Continuación)

Por otra parte, la Junta Directiva de la ASEP ha emitido varias resoluciones relacionadas con el Mercado Eléctrico, tales como: reglas para el mercado mayorista de electricidad, criterios, parámetros y procedimiento de contratación de potencia y energía de las empresas distribuidoras y el Reglamento de Distribución, entre otras.

De acuerdo con lo establecido en las Resoluciones de la No.JD-5863 del 17 de febrero de 2006 y No.AN-652-Elec del 13 de febrero de 2007, y cumpliendo con todas las disposiciones legales y regulatorias de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, la Compañía presentó la estructura tarifaria para los clientes regulados, cuya vigencia fue establecida desde el 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

No obstante, a raíz de la crisis eléctrica que se dio en el primer trimestre del año 2006, la Comisión Nacional de Ahorro Energético recomendó al Órgano Ejecutivo establecer un procedimiento mensual de la tarifa en base a las variaciones de los combustibles utilizados en la generación de electricidad.

Mediante la Resolución de Gabinete No.101, del 23 de agosto de 2009, el Órgano Ejecutivo instruyó a las entidades y autoridades con atribuciones y funciones relacionadas con la prestación del servicio público de electricidad que se adoptasen dirigidas a verificar el cumplimiento de los criterios sociales y económicos que deben cumplir los prestadores de dicho servicio.

22. Instrumentos Financieros

Objetivos de la Administración de Riesgos Financieros
Las políticas de administración de riesgo de la Compañía son diseñadas para identificar y analizar estos riesgos, para establecer límites y controles apropiados para el riesgo, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites por medio de sistemas de información fiables y actualizados. La Compañía regularmente revisa sus políticas y sistemas de administración de riesgo para reflejar los cambios en el mercado, los productos y las mejores prácticas.

La administración del riesgo es realizada por la Compañía bajo las políticas, aprobadas por Casa Matriz. La Compañía identifica, evalúa, la cobertura, monitorea y administra los riesgos financieros relacionados a las operaciones de la Compañía a través de reportes internos de riesgos con exposición de riesgo por grado y magnitud de los mismos. Los riesgos incluyen riesgo mercado (incluyendo el riesgo sobre tasa de interés y riesgo de precio), el riesgo de crédito.

22. Instrumentos Financieros (Continuación)

Administración de Riesgo de Capital
La Compañía administra su capital para asegurarse de poder:

- Continuar como negocio en marcha mientras maximizan los retornos a los accionistas a través de la optimización del saldo de deuda y capital. La estrategia de la Compañía no ha cambiado desde el año 1998.
- Mantener un capital base lo suficientemente fuerte para soportar el desempeño de su negocio.
- Cumplir con las exigencias de capital exigidas por las instituciones financieras que les han otorgado créditos.

La estructura de capital de la Compañía consiste en deuda financiera, que incluye los préstamos revelados en la Nota 11, de efectivo y el capital atribuible a los accionistas de la Casa Matriz, que comprende capital emitido, las reservas y las utilidades no distribuidas según se indica en las Notas 9 y 10, respectivamente.

Razón de Endeudamiento
La Compañía revisa la estructura de capital sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, la Administración considera el costo de capital y los riesgos asociados a cada clase de capital.

La razón de endeudamiento al 31 de diciembre fue como sigue:

	2009	2008
Deuda (i)	B/.114,845,014	B/. 150,229,200
Efectivo	(3,555,269)	(3,342,753)
Deuda neta	111,289,745	148,886,447
Capital (ii)	115,418,613	115,418,613
Deuda neta a razón de capital	97%	129%

(i) La deuda se refiere a préstamos a largo y corto plazo, como se detalla en las Notas 11 y 13.
(ii) El capital incluye todo el capital y las reservas de la Compañía.

22. Instrumentos Financieros (Continuación)

Administración de Riesgo de Tasa de Interés
La Compañía no ha adquirido hasta el presente derivados financieros para protegerse del riesgo de pérdidas por variaciones hacia arriba en las tasas de interés de los préstamos bancarios. La Compañía adquiere su financiamiento principalmente de bancos locales y expresados en US dólares de los Estados Unidos de América a tasa de interés variable.

Análisis de Sensibilidad de Tasa de Interés
La política de gestión de riesgos establece que el gasto de financiación debe tener un porcentaje de variación reducido. En este sentido, se considera que la volatilidad aceptable para la estructura financiera y de negocios se obtiene mediante una estructura de financiación con unos porcentajes de referencia a tipo fijo entre el 55% y el 85% y un variable entre el 45% y el 15%.

Variación Tipo de Cambio

	2009		2008	
	Variación Tipo Interés		Variación Tipo Interés	
	+0,50%	-0,50%	+0,50%	-0,50%
Efecto en el resultado antes de impuestos	(185,830)	185,830	(353,695)	353,695

La deuda a tipo de interés variable está básicamente referenciada al Libor; ya que nuestros préstamos están en USD.

Administración del Riesgo de Crédito
Es el riesgo de que el deudor o emisor de un activo financiero propiedad de la Compañía no cumpla, completamente y a tiempo, con cualquier pago que debía hacer a la Compañía de conformidad con los términos y condiciones pactados al momento en que la Compañía adquirió el respectivo activo financiero.

El riesgo de crédito de la Compañía es atribuible principalmente a sus deudas comerciales. Los importes se reflejan en el balance general netos de provisiones para insolvencias, estimadas por la Administración de la Compañía en función de la experiencia de ejercicios anteriores y de su valorización del entorno económico actual.

El riesgo de crédito de fondos líquidos es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias.

La Compañía no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando la exposición distribuida entre un gran número de contrapartes y clientes. La máxima exposición al riesgo de crédito está representada por el monto en libros de cada activo financiero.

22. Instrumentos Financieros (Continuación)

Administración del Riesgo de Liquidez
No existe una exposición importante al riesgo de liquidez, ya sea originado por la posibilidad de que los clientes no puedan cumplir con sus obligaciones con la Compañía dentro de los términos normales establecidos, o bien, porque la Compañía tenga dificultades para obtener fondos para cumplir con sus compromisos asociados con activos y pasivos financieros.

La siguiente tabla analiza los pasivos financieros de la Compañía por fecha de vencimiento. Dicho análisis se muestra según la fecha de vencimiento contractual y son flujos de efectivo sin descontar al valor presente del balance. Los saldos con vencimiento de menos de un año son iguales a su valor en libros, debido a que el efecto del descuento no es significativo.

	Menos de un Año	De 1 a 5 Años	Más de 5 Años
31 de diciembre de 2009			
Deuda financiera a largo plazo	B/. -	B/. 77,000,000	B/. -
Otros pasivos no circulantes	10,339,784	46,501,537	-
Deuda financiera a corto plazo	37,845,010	-	-
Intereses por pagar	9,645,241	8,794,014	-
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	87,761,501	-	-
31 de diciembre de 2008			
Deuda financiera a largo plazo	B/. -	B/. 77,000,000	B/. -
Otros pasivos no circulantes	6,957,420	46,501,537	-
Deuda financiera a corto plazo	73,229,200	-	-
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	59,701,237	-	-

Valor Razonable de Instrumentos Financieros
El valor razonable es el monto por el cual los instrumentos financieros pueden ser negociados en una transacción común entre las partes interesadas, en condiciones diferentes a una venta forzada o liquidación y es mejor evidenciado mediante cotizaciones de mercado, si existe alguno.

El valor en libros de los activos y pasivos financieros a corto plazo, se aproxima a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo de los mismos.

23. Evento Subsecuente

En el primer trimestre del año 2010, la Compañía tiene previsto la emisión de Valores Comerciales Negociables (VCN's) de hasta un monto de B/.50,000,000, que saldrá en cinco (5) series de B/.10,000,000 en las fechas establecidas por el Emisor. Los VCN's tendrán un plazo de vencimiento de hasta 360 días y el pago del capital se realizará al vencimiento sin redención anticipada. Para propósitos de la emisión, la Compañía obtuvo calificación de la empresa calificadora de riesgo independiente para los VCN's **EQL1+.pa** Perspectiva Estable y para una emisión de deuda a largo plazo la **AA+.pa** Perspectiva Estable en Escala Panameña.

Deloitte.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Informe de los Auditores Independientes

Estados financieros

Año terminado el 31 de diciembre de 2008

Deloitte - Panamá

A member firm of
Deloitte Touche Tohmatsu

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Informe de los Auditores Independientes y Estados Financieros 2008

Contenido **Páginas**

Informe de los Auditores Independientes	1-2
Balance de situación	3
Estado de resultados	4
Estado de cambios en el patrimonio	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	7-52

Deloitte.

Deloitte, Inc.
Contadores Públicos Autorizados
Apartado 0816-01558
Panamá, Rep. de Panamá

Teléfono: (507) 303-4100
Facsimile : (507) 269-2386
infopanama@deloitte.com
www.deloitte.com/pa

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
Accionista y Junta Directiva de
Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
Panamá, República de Panamá

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** que comprende el balance de situación al 31 de diciembre de 2008, el estado de resultados, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y un resumen de las principales políticas contables aplicadas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno sobre la preparación y presentación razonable de los estados financieros, de manera que éstos no incluyan errores significativos originados por fraudes o errores; seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas; y efectuar estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Nuestro examen fue practicado de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría. Estas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría con el propósito de obtener un razonable grado de seguridad de que los estados financieros no incluyen errores significativos.

Una auditoría comprende aplicar procedimientos sobre bases selectivas para obtener evidencias sobre los montos y las revelaciones expuestas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación del riesgo de que los estados financieros incluyan errores significativos originados por fraudes o errores. Al realizar esta evaluación de riesgo, el auditor considera el control interno sobre la preparación y presentación razonable de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Asimismo, una auditoría comprende evaluar la apropiada aplicación de las políticas contables y la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la Administración, así como la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión.

Deloitte.

Opinión

Como se indica en las Notas 3 y 10 de los estados financieros, la administración ha registrado un activo regulado por el exceso de costos incurridos no transferidos a los clientes en la tarifa aprobada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) para los años terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007; en nuestra opinión, esto no está acorde con las Normas Internacionales de Información Financiera, ya que no constituye un activo. Esta práctica causó que calificáramos nuestra opinión de auditoría sobre los estados financieros relativos al año 2007. Basados en el no reconocimiento de los activos regulados, la utilidad para el año 2008 y 2007, deberá disminuirse por B/.661,780 y B/.17,111,413, respectivamente, los activos y las utilidades acumuladas deberán disminuirse en B/.12,919,356 y B/.12,257,576 en 2008 y 2007, respectivamente.

En nuestra opinión, excepto por los efectos sobre los estados financieros del asunto referido en el párrafo precedente, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** al 31 de diciembre de 2008 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Deloitte

23 de enero de 2009
Panamá, Rep. de Panamá

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Balance de situación
31 de diciembre de 2008
(En balboas)

	Notas	2008	2007
Activos			
Activo no corriente / inmovilizado		**294,904,940**	**284,476,569**
Inmovilizados materiales	5,6	289,458,539	275,379,890
Activos intangibles	7	2,954,324	2,244,817
Inversión en asociada	5,8,12	219,300	4,576,820
Activos por impuestos diferidos	22	832,270	951,312
Otros activos no corrientes	9	1,440,507	1,323,730
Activo corriente / circulante		**92,668,372**	**90,212,380**
Clientes y otras cuentas por cobrar	5,10	86,348,679	73,218,741
Otros activos corrientes		2,976,940	11,897,704
Efectivo y equivalentes al efectivo	11	3,342,753	5,095,935
Total		**387,573,312**	**374,688,949**
Patrimonio y pasivos			
Patrimonio neto	12	**115,418,613**	**126,479,247**
Pasivo no corriente / a largo plazo		**132,266,842**	**135,277,990**
Deuda financiera	13,23	77,000,000	85,946,805
Pasivos por impuestos diferidos	22	10,639,623	9,485,091
Otros pasivos no corrientes	14	43,627,219	38,546,094
Provisión para contingencias	21	1,000,000	1,300,000
Pasivo corriente / a corto plazo		**139,887,857**	**112,931,712**
Deuda financiera	15	73,229,200	34,801,516
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	5,16	59,701,237	69,068,774
Otros pasivos corrientes	17	6,957,420	9,061,422
Total		**387,573,312**	**374,688,949**

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Estado de resultados
Año terminado el 31 de diciembre de 2008
(En balboas)

	Notas	2008	2007
Ingresos	5,18	567,521,420	453,517,240
Aprovisionamientos	19	(480,947,975)	(358,782,990)
Gastos de personal	5,20	(6,480,065)	(6,464,527)
Otros gastos	5,20	(25,776,207)	(26,363,505)
Depreciación y amortización	6,7	(14,005,528)	(14,192,486)
Resultado de explotación		40,311,645	47,713,732
Gastos financieros	20	(7,997,010)	(6,561,366)
Ingresos financieros		1,202,021	1,162,791
Participación en el resultado de asociada		-	753,763
Resultado antes de impuestos		33,516,656	43,068,920
Impuesto sobre las ganancias	22	(10,272,541)	(12,367,929)
Resultado del ejercicio		23,244,115	30,700,991

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Estado de cambios en el patrimonio
Año terminado el 31 de diciembre de 2008
(En balboas)

	Nota	Capital suscrito	Reservas voluntarias	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2007		**82,652,060**	**5,099,236**	**36,400,617**	**124,151,913**
Acciones en tesorería		(17,197)	-	-	(17,197)
Impuesto complementario		-	-	(275,425)	(275,425)
Resultado del ejercicio		-	-	30,700,991	30,700,991
Dividendos		-	-	(28,081,035)	(28,081,035)
Saldo al 31 de diciembre de 2007	**12**	**82,634,863**	**5,099,236**	**38,745,148**	**126,479,247**
Saldo al 1 de enero de 2008		**82,634,863**	**5,099,236**	**38,745,148**	**126,479,247**
Reducción de capital		(3,603,757)	-	-	(3,603,757)
Capitalización de utilidades no distribuidas		3,603,757		(3,603,757)	-
Resultado del ejercicio		-	-	23,244,115	23,244,115
Dividendos pagados en efectivo		-	-	(29,947,229)	(29,947,229)
Dividendos declarados				(753,763)	(753,763)
Saldo al 31 de diciembre de 2008	**12**	**82,634,863**	**5,099,236**	**27,684,514**	**115,418,613**

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Estado de flujos de efectivo
Año terminado el 31 de diciembre de 2008
(En balboas)

	Notas	2008	2007
Resultado del ejercicio		**23,244,115**	**30,700,991**
Ajustes al resultado de explotación		17,067,530	17,766,504
Gastos financieros		7,997,010	6,561,366
Ingresos financieros		(1,202,021)	(1,162,791)
Impuesto sobre las ganancias	22	10,272,541	12,367,929
Resultado de explotación		**40,311,645**	**48,467,495**
Ajustes de gastos e ingresos que no producen flujos de efectivo		15,588,820	15,011,330
Depreciación y amortización	6,7	14,005,528	14,192,486
Variación neta de pérdidas por deterioro	6,10	1,583,292	1,572,607
Participación en empresas asociadas		-	(753,763)
Resultado en la enajenación de activos fijos no mantenidos para venta		315,121	(277,881)
Variación neta en gastos e ingresos diferidos		1,083,227	1,040,620
Otros ajustes de partidas que no producen flujos de efectivo		2,712,956	6,573,978
Variaciones en el capital circulante		(21,131,452)	(29,286,870)
Efectivo generado por actividades de explotación		**38,880,317**	**41,528,672**
Pagos por impuesto sobre las ganancias		(10,272,541)	(20,469,204)
EFECTIVO NETO GENERADO POR ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		**28,607,776**	**21,059,468**
Pagos por inversiones		(28,994,631)	(23,822,570)
Cobros por subvenciones oficiales		4,635,682	8,107,820
Cobros de dividendos	8	54,180	44,143
Cobros de intereses		1,134,328	1,017,202
Otros flujos de efectivo empleados en actividades de inversión		(103,264)	(3,589,160)
EFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE INVERSION		**(23,273,705)**	**(18,242,565)**
Flujo neto por pasivos financieros		29,480,879	29,886,446
Pagos de intereses		(6,620,903)	(4,234,590)
Dividendos pagados		(29,947,229)	(28,081,035)
Otros flujos de efectivo generados en actividades de financiación		-	(275,425)
EFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE FINANCIACION		**(7,087,253)**	**(2,704,604)**
Disminución neta de efectivo		(1,753,182)	112,299
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO		**5,095,935**	**4,983,636**
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	11	**3,342,753**	**5,095,935**

Anexo suplementario de las actividades de inversión y de financiación no relacionadas con efectivo

	2008	2007
Venta de propiedades canceladas con inversión en acciones comunes	-	3,603,757
Dividendos pagados en acciones	4,357,520	-

Las notas son parte integral de los estados financieros.

1. Información general

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (la Empresa) es una sociedad anónima constituida mediante Escritura Pública No. 147 de 19 de enero de 1998, como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), aprobada por el Consejo de Gabinete de la República de Panamá, a través de la Resolución No. 266 de 27 de noviembre de 1997. La Empresa inició operaciones con fecha efectiva el 1 de enero de 1998 en cuya fecha, el IRHE llevó a cabo la transferencia inicial de los activos y pasivos asignados a la Empresa. La oficina principal de la Empresa está ubicada en Albrook, Avenida Diógenes De La Rosa, Edificio 812.

La Empresa es 51% propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A., mientras que el gobierno panameño y los empleados de la Empresa poseen un 48.24% y 0.76%, respectivamente. Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A. es parte de Unión Fenosa, S.A. - España, la cual a través del Contrato de Operación firmado con Unión Fenosa Internacional, S.A., efectúa la gestión integral de la Empresa, con plenos poderes funcionales, operativos y gerenciales en la Empresa.

Las actividades de la Empresa son: la compra de energía en bloque, el transporte de energía por las redes de distribución, la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los clientes finales, la comercialización de energía a los clientes y la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada. De igual manera, la Empresa tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antes Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Según lo dispuesto en la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, la Empresa puede contar con generación propia hasta por el 15% de la demanda en su área de concesión. Conforme al respectivo contrato de concesión, la Empresa tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a los clientes ubicados dentro de la zona de concesión, que abarca áreas de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos y el área oeste de la provincia de Panamá.

El 22 de octubre de 1998, el Director Presidente de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antes Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) y el Representante Legal de la Empresa suscribieron el Contrato de Concesión mediante el cual se garantiza la distribución de la energía eléctrica, con exclusividad en la zona de concesión.

Un resumen de las principales cláusulas del Contrato de Concesión se presenta a continuación:

- Se define la zona de concesión como el área geográfica en la cual la Empresa está autorizada a instalar, tener en propiedad, administrar y explotar las redes de distribución y comercialización existentes y por construir. El Estado garantiza al concesionario la exclusividad para la prestación de este servicio dentro de la zona de concesión.

- El contrato tiene una vigencia de quince años (vence el 22 de octubre de 2013). Un año antes de su vencimiento, la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del 51% de las acciones de la empresa titular de la Concesión. Los propietarios del 51% de las acciones de la Empresa podrán participar en este proceso, fijando el precio de las acciones y mantendrán la propiedad de las mismas si se presentan ofertas menores o iguales al precio fijado. Si hubiese una oferta mayor, las acciones serán adjudicadas a esa oferta y, a la fecha de cierre, la ASEP le entregará a los propietarios anteriores de las acciones el monto total que se establezca. En cualquiera de los dos casos, se otorgará una nueva concesión sin pago alguno para el Estado por el derecho de la Concesión.

- Establece disposiciones relacionadas con las obligaciones del Concesionario en materia de prestación de servicio, indivisibilidad del paquete mayoritario de acciones, envío de información técnica y financiera en forma periódica a la ASEP, cumplimiento de estándares técnicos de calidad tales como: normas de calidad, normas de medición y reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), pago de la tasa de control, vigilancia y fiscalización a la ASEP, la cual no podrá ser transferida a los usuarios a través de la tarifa.

- Establece la obligación de mantener la contabilidad de la Empresa, de acuerdo con lo establecido en el Manual para el Sistema Regulatorio Uniforme Contable/Financiero para el Sector Eléctrico que adoptó la ASEP.

- Con la finalidad de garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas, la Empresa contrató una fianza de cumplimiento a favor del ASEP/Contraloría General de la República por B/.10,000,000.

2. Adopción de nueva norma y de modificaciones a las normas publicadas

2.1 Normas y modificaciones efectivas en el período corriente

En el presente año, el ha adoptado las interpretaciones que son relevante a las operaciones de la Empresa y que se detallan a continuación:

- CINIIF 11 - NIIF 2 - Transacciones con Acciones de Tesorería y Grupo - Efectiva 1 de marzo de 2007.

- CINIIF 12 Contratos de Servicios de Concesión - Efectiva para los períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2008.

- CINIIF 14 - NIC 19 - El Limite de un Activo por Beneficio Definido, Requerimientos Mínimos de Financiamiento y su Interacción - Efectiva 1 de enero de 2008.

La adopción de estas interpretaciones no dio lugar a cambios en las políticas contables de la Empresa.

2.2 Normas e interpretaciones emitidas que no han sido adoptadas

A la fecha de la autorización de estos estados financieros, se han emitido normas interpretaciones que son relevante a las operaciones de la Empresa y que son efectiva para los períodos contables. Dichas normas e interpretaciones no han sido adoptadas anticipadamente por la Empresa y se detallan a continuación:

2.2.1 Enmienda a las normas:

- NIC 23 (Revisada) Costo de Préstamos - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

- NIC 1 - Presentación de estados financieros - Cambios efectivos a partir del 1 de enero de 2009.

- NIIF 3 - Combinación de negocios - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de julio de 2009.

- NIC 27 - Estados financieros consolidados y separados - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de julio de 2009.

- NIIF 2 - Pago basados en acciones - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

- NIC 32 - Instrumentos financieros: Presentación - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

- NIC 39 - Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de julio de 2009.

La Administración anticipa que todas las Normas e Interpretaciones arriba mencionadas serán adoptadas en los estados financieros de la Empresa a partir de los próximos períodos contables y que su adopción no tendrá un impacto material en los estados financieros de la Empresa para el período de aplicación inicial.

3. Políticas de contabilidad más significativas

Las principales políticas de contabilidad utilizadas en la elaboración de los estados financieros, de acuerdo con lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera, han sido las siguientes:

3.1 Declaración de cumplimiento

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

3.2 Base de preparación

Los estados financieros han sido preparados bajo la base del costo histórico

3.3 Inversiones en asociadas

Las asociadas son aquellas entidades en las cuales la Empresa tiene una influencia significativa, pero no control sobre las políticas financieras y operativas. Las inversiones en asociadas se mantienen al costo para aquellas inversiones en donde la participación de la Empresa es menor al 20% y no se tiene influencia significativa. Para las inversiones en donde la participación de la Empresa es mayor al 20% las inversiones se mantienen bajo el método de participación.

Bajo el método de costo, la Empresa reconoce los ingresos de la inversión en la medida en que recibe el producto de la distribución de ganancias acumuladas por la empresa participada.

Los resultados y activos y pasivos de asociadas son incluidos en los estados financieros usando el método de patrimonio. Bajo el método de patrimonio, las inversiones en asociadas son registradas en el balance general al costo más los ajustes posteriores para reconocer la porción de la Empresa en el resultado de la asociada, menos cualquier deterioro en el valor individual de la inversión. Pérdidas en una asociada en exceso de la participación de la Empresa en la asociada son reconocidas, sólo en la medida que la Empresa haya incurrido en obligaciones legales o implícitas, o bien haya efectuado pagos en nombre de la asociada.

3.4 Reconocimiento del ingreso

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, impuestos y otros impuestos relacionados con las ventas.

- NIIF 2 - Pago basados en acciones - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

- NIC 32 - Instrumentos financieros: Presentación - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

- NIC 39 - Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de julio de 2009.

La Administración anticipa que todas las Normas e Interpretaciones arriba mencionadas serán adoptadas en los estados financieros de la Empresa a partir de los próximos períodos contables y que su adopción no tendrá un impacto material en los estados financieros de la Empresa para el período de aplicación inicial.

3. Políticas de contabilidad más significativas

Las principales políticas de contabilidad utilizadas en la elaboración de los estados financieros, de acuerdo con lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera, han sido las siguientes:

3.1 Declaración de cumplimiento

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

3.2 Base de preparación

Los estados financieros han sido preparados bajo la base del costo histórico

3.3 Inversiones en asociadas

Las asociadas son aquellas entidades en las cuales la Empresa tiene una influencia significativa, pero no control sobre las políticas financieras y operativas. Las inversiones en asociadas se mantienen al costo para aquellas inversiones en donde la participación de la Empresa es menor al 20% y no se tiene influencia significativa. Para las inversiones en donde la participación de la Empresa es mayor al 20% las inversiones se mantienen bajo el método de participación.

Bajo el método de costo, la Empresa reconoce los ingresos de la inversión en la medida en que recibe el producto de la distribución de ganancias acumuladas por la empresa participada.

Los resultados y activos y pasivos de asociadas son incluidos en los estados financieros usando el método de patrimonio. Bajo el método de patrimonio, las inversiones en asociadas son registradas en el balance general al costo más los ajustes posteriores para reconocer la porción de la Empresa en el resultado de la asociada, menos cualquier deterioro en el valor individual de la inversión. Pérdidas en una asociada en exceso de la participación de la Empresa en la asociada son reconocidas, sólo en la medida que la Empresa haya incurrido en obligaciones legales o implícitas, o bien haya efectuado pagos en nombre de la asociada.

3.4 Reconocimiento del ingreso

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, impuestos y otros impuestos relacionados con las ventas.

3.4.1 *Ingreso por venta de energía*

La Empresa reconoce sus ingresos cuando son facturados a los clientes, lo cual es realizado durante varias fechas del mes. La energía eléctrica suministrada entre la fecha de la facturación en el mes y el cierre del mes, fecha en que se formulan los estados financieros interinos de la Empresa, es registrada como ingresos bajo el método de acumulación, dado que el período habitual de lectura de medidores y de facturación de servicios no coincide con el cierre del mes, basándose en una estimación del consumo y la tarifa promedio del mes.

3.4.2 *Dividendos o ingresos por intereses*

Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable, que es el tipo que descuenta exactamente los futuros recibos en efectivo estimados a lo largo de la vida prevista del activo financiero del importe en libros neto de dicho activo.

Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

3.4.3 *Ingresos por alquiler*

Los ingresos por alquiler de postes son reconocidos sobre una base de línea recta, según los términos contractuales acordados.

3.4.4 *Prestación de servicios*

Los ingresos provenientes de contratos de prestaciones de servicios son reconocidos en base al grado de realización del contrato a la fecha del balance de situación.

El grado de realización del contrato es determinado como se indica a continuación:

- El ingreso por conexión y reconexión y los cargos por peajes son reconocidos cuando el servicio es provisto.
- Los honorarios por instalación son reconocidos por referencia al grado de realización de la instalación, determinado como la proporción del total de tiempo presupuestado para instalar, que ha transcurrido a la fecha del balance de situación.
- Ingresos por servicios incluidos en el precio de los productos vendidos son reconocidos por referencia a la proporción del costo total de proveer los servicios por los productos vendidos, teniendo en cuenta las tendencias históricas en el número de servicios provistos en ventas de bienes pasadas.
- Ingresos procedentes de contratos de tiempo son reconocidos sobre las tasas contractuales de horas de trabajo que se han suministrado y los gastos directos incurridos.

3.5 Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como arrendamientos financieros siempre que las condiciones de los mismos transfieran sustancialmente los riesgos y ventajas derivados de la propiedad al arrendatario. Los demás arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos.

3.5.1 *La Empresa como arrendataria*

Cuando la Empresa actúa como arrendataria en un contrato de arrendamiento financiero, presentan el costo de los activos arrendados en el balance de situación, según la naturaleza del bien objeto del contrato, y, simultáneamente, un pasivo por el mismo importe (que será el menor del valor razonable del bien arrendado o de la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra). Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al conjunto de las propiedades, mobiliario y equipo.

Los pagos de arrendamientos financieros son divididos en dos partes que representan respectivamente, los cargos bancarios y la reducción de la obligación. La carga financiera se distribuye entre los períodos que constituye el plazo del arrendamiento a fin de asegurar una tasa de interés constante en el saldo de pasivo remanente. Los cargos financieros son registrados directamente en el estado de resultados, a menos que sean directamente atribuibles a activos cualificados, en cuyo caso son capitalizados de acuerdo con la política de la Empresa de costos de deuda. Los pagos contingentes son reconocidos como gastos en los períodos en los cuales son incurridos.

En las operaciones de arrendamiento operativo, la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el bien permanecen en el arrendador.

Cuando la Empresa actúa como arrendataria, los gastos del arrendamiento incluyendo incentivos concedidos, en su caso, por el arrendador, se cargan linealmente al estado de resultados.

3.5.2 *La Empresa como arrendadora*

Cuando la Empresa actúa como arrendadora en un contrato de arrendamiento operacional, presentan el coste de adquisición de los bienes arrendados en el epígrafe de inmovilizado material. Estos activos se amortizan de acuerdo con las políticas adoptadas para los activos materiales similares de uso propio y los ingresos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en la cuenta de pérdidas y ganancias de forma lineal.

3.6 Costes por intereses

Los costes por intereses directamente imputables a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son activos que necesariamente precisan un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al coste de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta previstos.

Los demás costes por intereses se reconocen en resultados en el período en que se incurren.

3.7 Impuesto sobre beneficios; activos y pasivos por impuestos diferidos

El gasto por impuesto sobre beneficios representa la suma del gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio y los activos y pasivos por impuestos diferidos.

3.7.1 *Impuesto sobre la renta corriente*

La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado de resultados porque esta última excluye partidas de ingresos y gastos que son gravables o deducibles en años futuros o que nunca serán gravables o deducibles. El pasivo por impuesto sobre la renta de la Empresa es calculado utilizando la tasa de impuesto vigente a la fecha de los estados financieros.

El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio se calcula mediante la suma del impuesto corriente que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio y después de aplicar las deducciones que fiscalmente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos.

3.7.2 *Impuesto sobre la renta diferido*

Los activos y pasivos por impuestos diferidos incluyen las diferencias temporarias que se identifican como aquellos importes que se prevén pagaderos o recuperables por las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos y su valor fiscal, así como las bases imponibles negativas pendientes de compensación y los créditos por deducciones fiscales no aplicadas fiscalmente. Dichos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria o crédito que corresponda el tipo de gravamen al que se espera recuperarlos o liquidarlos.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento de otros activos y pasivos en una operación que no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, identificados con diferencias temporarias solo se reconocen en el caso de que se considere probable que la Empresa va a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos y no procedan del reconocimiento inicial de otros activos y pasivos en una operación que no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable. El resto de activos por impuestos diferidos (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) solamente se reconocen en el caso de que se considere probable que la Empresa vaya a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos.

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados (tanto activos como pasivos) con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con los resultados de los análisis realizados.

3.8 ***Actividad regulada***

La Empresa está sujeta a las regulaciones por parte de la ASEP. Esta entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Empresa factura a sus clientes.

Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso de la tarifa.

Los activos regulados que se presentan en el balance de situación de la Empresa sumaban B/.12,919,356 que se presentan como otros activos corrientes al 31 de diciembre de 2008 y B/.12,257,576 al 31 de diciembre de 2007.

3.9 ***Inmovilizado material***

Los terrenos y edificios adquiridos para el uso en la producción o el suministro de bienes o servicios, o con fines administrativos, se presentan en el balance de situación al coste de adquisición o coste de producción menos su amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.

Las propiedades en construcción para producción o el suministro de bienes y servicios, propósitos administrativos, o propósitos aún no determinados, se registran al costo, menos la pérdida por deterioro reconocida. El costo incluye honorarios profesionales y, para los activos calificados, los costos de préstamos capitalizados de acuerdo con la política contable de la Empresa. La depreciación de esos activos de la misma manera que otros activos de propiedad, comienza cuando los activos están listos para su uso.

Los costes capitalizados incluyen los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la cuenta de resultados por un importe de B/.2,226,463 para 2008 y B/.2,042,326 para 2007.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien objeto, o su capacidad económica, se contabilizan como mayor importe del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se imputan a resultados, siguiendo el principio de devengado, como coste del período en que se incurren.

Las instalaciones y los equipos se registran a su precio de coste menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro de valor reconocida.

La amortización se calcula, aplicando el método de línea recta, sobre el coste de adquisición de los activos menos su valor residual; entendiéndose que los terrenos sobre los que se construyen los edificios y otros inmuebles tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de amortización.

Las dotaciones anuales de los activos se realizan con cargo al estado de resultados, determinados en función de los años de la vida útil estimada, como promedio, de los diferentes elementos.

Los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero se registran en la categoría de activo a que corresponde el bien arrendado, amortizándose en su vida útil prevista siguiendo el mismo método que para los activos en propiedad.

La administración de la Empresa considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, calculando éste en base a los flujos de caja descontados futuros que generan dichos activos, incluida la retribución fija por transición a la competencia.

El beneficio o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de un activo se calcula como la diferencia entre el beneficio de la venta y el importe en libros del activo, y se reconoce en la cuenta de resultados.

3.10 Activos intangibles

Los costes de mantenimiento de los sistemas informáticos se registran con cargo a la cuenta de resultados del ejercicio en que se incurren.

3.10.1 Activos intangibles adquiridos separadamente

Los costos de adquisición de los sistemas de información se reportan al costo menos la depreciación acumulada. La amortización de las aplicaciones informáticas se realiza linealmente de entre tres y cinco años desde la entrada en explotación de cada aplicación. El estimado de vida útil y amortización es revisado al final de cada período anual de reporte y el efecto de cualquier cambio en los estimados se reconoce sobre una base prospectiva.

3.11 Deterioro de valor de activos materiales e inmateriales

En la fecha de cada balance de situación, la Empresa revisa los importes en libros de sus activos materiales e inmateriales para determinar si existen indicios de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro de valor. Si existe cualquier indicio, el importe recuperable del activo se calcula con el objeto de determinar el alcance de la pérdida por deterioro de valor (si la hubiera). En caso de que el activo no genere flujos de efectivo por sí mismo que sean independientes de otros activos, la Empresa calcula el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Un activo inmaterial con una vida útil indefinida es sometido a una prueba de deterioro de valor una vez al año.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los futuros flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor actual utilizando un tipo de descuento antes de impuestos que refleja las valoraciones actuales del mercado con respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo para el que no se han ajustado los futuros flujos de efectivo estimados.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del activo (unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable.

Inmediatamente se reconoce una pérdida por deterioro de valor como gasto, salvo cuando el activo relevante se registra a un importe revalorizado, en cuyo caso la pérdida por deterioro de valor se considera una reducción de la reserva de revalorización existente.

Cuando una pérdida por deterioro de valor revierte posteriormente, el importe en libros del activo (unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su importe recuperable, pero de tal modo que el importe en libros incrementado no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro de valor para el activo (unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Inmediatamente se reconoce una reversión de una pérdida por deterioro de valor como ingreso, salvo cuando el activo relevante se registra a un importe revalorizado, en cuyo caso la reversión de la pérdida por deterioro de valor se considera un incremento de valor de la reserva de revalorización.

Al 31 de diciembre de 2008, la administración no ha identificado deterioro de los activos duraderos.

3.12 Instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son reconocidos en el balance de situación de la Empresa cuando éste se ha convertido en parte obligada contractual del instrumento.

3.12.1 Activos financieros

3.12.1.1 Efectivo

Comprenden las cuentas de efectivo, cuentas corrientes y depósitos libre de gravámenes y con vencimiento a tres meses o menos desde la fecha respectiva del depósito.

3.12.1.2 Cuentas por cobrar comerciales

Las cuentas por cobrar comerciales son registradas a su valor nominal, menos la provisión para posibles cuentas incobrables.

3.12.1.3 *Clasificación de activos financieros entre corriente y no corriente*

En el balance de situación adjunto, los activos financieros se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como activos corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como activos no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

3.12.2 *Pasivos financieros*

3.12.2.1 *Préstamos bancarios*

Los préstamos y sobregiros bancarios que devengan intereses se registran por el importe recibido, neto de costes directos de emisión. Los gastos financieros, incluidas las primas pagaderas en la liquidación o el reembolso y los costes directos de emisión, se contabilizan según el criterio del devengado en la cuenta de resultados utilizando el método del interés efectivo y se añaden al importe en libros del instrumento en la medida en que no se liquidan en el período en que se producen.

3.12.2.2 *Cuentas por pagar comerciales*

Las cuentas por pagar comerciales no devengan explícitamente intereses y se registra a su valor nominal.

3.12.2.3 *Instrumentos de capital*

Los instrumentos de capital son registrados cuando se reciben, neto de los costes directos de emisión.

3.12.2.4 *Clasificación de deudas entre corriente y no corriente*

En el balance de situación adjunto, las deudas se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como deudas corrientes aquellas con vencimiento igual o inferior a doce meses y como deudas no corrientes las de vencimiento superior a dicho período.

3.13 Reconocimiento de gastos

Los gastos se reconocen en la cuenta de resultados cuando tiene lugar una disminución en los beneficios económicos futuros relacionados con la reducción de un activo, o un incremento de un pasivo, que se puede medir en forma fiable. Esto implica que el registro de un gasto tenga lugar en forma simultánea al registro del incremento del pasivo o la reducción del activo.

Se reconoce como gasto en forma inmediata cuando un desembolso no genera beneficios económicos futuros o cuando no cumple los requisitos necesarios para su registro como activos.

Asimismo se reconoce un gasto cuando se incurre en un pasivo y no se registra activo alguno, como puede ser un pasivo por una garantía.

3.14 Reconocimiento de coste

El coste de venta es reconocido en el estado de resultados utilizando el método de devengado. Los costos incluyen compra de energía y cargos por transmisión y los costos por compra de energía están compuestos por compra de energía de contratos a corto plazo, a largo plazo y en el mercado ocasional.

El precio de la energía y el consumo está regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cargos por transmisión constituyen costos por conexión y uso de la red de transmisión a una tarifa regulada y aprobada hasta el 30 de junio de 2009.

3.15 Resultado de explotación

El resultado de explotación se presenta después de cargar los costes de deterioro del valor de los activos materiales e intangibles, si los hubiera, pero antes de los ingresos procedentes de inversiones y los gastos financieros.

3.16 Acuerdo de retiro anticipado

La obligación se reconoce cuando el colaborador se acoge al retiro anticipado, las mujeres se pueden retirar a los 53 años y los hombres a los 58 años. El importe se le paga mensualmente hasta llegar a la edad de jubilación y oscila entre el 65% al 85% de su salario mensual.

3.17 Subvenciones de capital

Las subvenciones de capital relacionadas con el inmovilizado material se consideran ingresos diferidos y se llevan a resultados a lo largo de las vidas útiles previstas de los activos pertinentes.

3.18 Compensaciones de saldos

Sólo se compensan entre sí y, consecuentemente, se presentan en el balance de situación por su importe neto los saldos deudores y acreedores con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y se tiene la intención de liquidarlos por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea.

3.19 Procedimientos judiciales y/o reclamaciones en curso

Al cierre del ejercicio 2008 se encontraban en curso distintos procedimientos judiciales y reclamaciones entablados contra la Empresa con origen en el desarrollo habitual de sus actividades. Tanto los asesores legales de la Empresa como sus Administradores entienden que la conclusión de estos procedimientos y reclamaciones no producirá un efecto significativo en las cuentas anuales de los ejercicios en los que finalicen.

3.20 Reclasificación

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2007 han sido reclasificados en ciertos rubros para conformar su presentación con la utilizada en 2008.

4. Juicios de contabilidad críticos y principios claves para la estimación de la incertidumbre

Al aplicar las políticas de contabilidad de la Empresa, las cuales se describen en la nota 3, los directores deben hacer juicios, estimaciones y supuestos acerca de los valores en libros de los activos y pasivos que no son evidentes partiendo de otras fuentes. Las estimaciones y los supuestos relacionados se basan en la experiencia histórica y otros factores que se consideran relevantes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos subyacentes son revisados de forma regular. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen el período en el cual la estimación es revisada si la revisión afecta solamente ese período, o en el período de la revisión y en períodos futuros si la revisión afecta ambos períodos, el actual y el futuro.

4.1 Juicios críticos en la aplicación de políticas contables

Los siguientes son juicios críticos, diferentes de aquellos que involucran estimaciones (ver punto 4.2 abajo), que los directores han realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Empresa y que tienen los efectos más significativos sobre los montos reconocidos en los estados financieros.

4.1.1 Reconocimiento de ingresos

Al momento de formular sus juicios, la Administración considera los criterios detallados para el reconocimiento de ingresos por energía establecidos en la NIC 18 (Ingresos) y en particular, lo determinan cuando:

1. En el caso de venta de energía, cuando la energía ha sido suministrada a los clientes.
2. En el caso de prestación de servicios, según el grado de terminación de la prestación del servicio brindado.
3. En el caso de venta de bienes, cuando la Empresa ha transferido al comprador los riesgos y ventajas derivados de la propiedad de los bienes.

4.2 Supuestos claves para la estimación

A continuación, las asunciones claves relacionadas al futuro y otros supuestos claves para la estimación a la fecha del balance de situación, que tienen un riesgo significativo de causar ajustes materiales en el valor en libros de los activos o pasivos dentro del siguiente año financiero.

4.2.1 La vida útil del inmovilizado material

La Empresa revisa la vida útil estimada de la propiedad, planta y equipo al final de cada período anual de reporte. Durante el año financiero, los directores determinan si la vida útil de algunos ítems del equipo deben ser disminuidas debido al desarrollo de la tecnología o basados en evidencia disponible sobre indicativos de menor vida útil tomando en consideración reportes internos e información de otras empresas que operan en la industria con activos similares.

	Porcentaje anual	**Años**
Líneas de transporte	2.50%	40
Sub-estaciones de transformación	2.50%	40
Red de distribución	2.50%	40
Edificios	1.33%	75
Otros elementos del inmovilizado	5.00% a 20.00%	5 a 20

4.2.2 Pérdida por deterioro de elementos materiales diversos

La Empresa considera para efectuar esta provisión, la antigüedad en la rotación de los materiales del almacén, el valor en uso de los elementos materiales, el deterioro físico de los elementos materiales y los cambios en la tecnología.

4.2.3 Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar

Esta provisión se determina según el modelo interno de provisiones basado en experiencias en faltas de pago pasadas e históricos de castigos, clasificación del saldo por cobrar según el estado de suministro, niveles de morosidad y otras condiciones específicas relacionadas con localizaciones geográficas del cliente y convenios en arreglos de pago.

4.2.4 Energía suministrada no facturada

El cálculo de la energía suministrada no facturada se realiza para todos los suministros cuya situación sea activa en el momento de la ejecución del proceso y considera la energía de los días transcurridos desde la fecha de la última lectura facturada hasta el último día del mes para el cual se esta realizando el proceso.

La estimación de la administración considera asunciones sobre dos variables específicas, las cuales se mencionan a continuación:

(1) El consumo promedio de energía para el cual se utiliza la energía del promedio diario de facturación de las tres últimas facturas del suministro multiplicado por los días-sin-facturar. Si el suministro no tiene facturaciones anteriores (mínimo una) el consumo se tomará de la tabla de consumos estándar.

(2) El importe de la energía suministrada no facturada: para calcular el importe se toma la última factura emitida del suministro y se calcula el importe medio de facturación (importe facturado/consumo facturado). Sólo se toma para los cálculos, los importes facturados de energía activa, reactiva y demanda. Los suministros que no tengan histórico de facturas para el cálculo del precio medio, el cálculo del importe se realizarán con los valores vigentes de la tarifa del suministro.

4.2.5 Impuesto sobre la renta diferido

Para esto se consideran las diferencias temporales que son las diferencias existentes entre el resultado contable antes de impuestos y el resultado fiscal antes de impuestos y que se originan por los diferentes criterios de imputación de ingresos y gastos desde el punto de vista económico y fiscal y que son aplicables a períodos fiscales futuros.

En todos los casos, la administración reconoce en su balance de situación los pasivos por impuestos diferidos; los activos por impuesto sobre la renta diferido sólo se registran en la medida en que resulte probable que la Empresa disponga de ganancias fiscales futuras contra las que pueda cargar esas diferencias temporales.

5. Saldos y transacciones con empresas del grupo y asociadas

Ciertas partes relacionadas (principalmente compañías afiliadas) y Gobierno, son clientes y proveedores de bienes y servicios de la Empresa en el curso normal del negocio.

Los importes pendientes de pago no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se han otorgado ni recibido garantías. No se ha dotado ninguna provisión para insolvencias en relación con los importes debidos por las partes vinculadas.

A continuación se presenta un resumen de los saldos y transacciones entre partes relacionadas al 31 de diciembre:

	País	2008	2007
Saldos entre partes relacionadas:			
Deudores			
Distribución Eléctrica del Caribe, S.A.	Panamá	117,249	5,234
Distribución Eléctrica del Sur, S.A.	Nicaragua	-	66,313
Electrificadora de la Costa Atlántica, S.A.	Colombia	-	4,517
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	396,381	992,213
Soluziona Ingeniería, S.A.	España	83	83
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	1,495,175	1,494,467
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	-	2,517
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	732,585	726,647
Unión Fenosa Internacional, S.A.	España	36,190	258,451
Gobierno y Entidades Autonomas	Panamá	8,925,873	7,966,463
Total		11,703,536	11,516,905
Acreedores			
Distribución Eléctrica del Caribe, S.A.	Panamá	-	6,589
Distribución Eléctrica del Norte, S.A	Nicaragua	8,265	8,265
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	2,159,714	1,900,785
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	-	3,959
Soluziona Software Factory	España	9,525	9,525
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	1,140,151	3,356,363
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	497,331	240,527
Unión Fenosa Internacional, S.A.	España	1,464,317	1,855,251
Total		5,279,303	7,381,264

	País	2008	2007
Transacciones entre partes relacionadas:			
Compra de inmovilizados			
Aplicaciones Informáticas			
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	-	363,160
Otro inmovilizado			
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	134,558	215,977
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	-	76,871
Sub-total		134,558	292,848
Total compras de inmovilizados		134,558	656,008
Ingresos			
Venta de energía			
Gobierno y Entidades Autónomas	Panamá	80,268,094	52,296,438
Otros ingresos			
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A	Panamá	62,474	192,959
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	696,560	690,881
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	7,922	402,196
Total de ingresos		81,035,050	53,582,474
Total		81,035,050	53,582,474

	País	2008	2007
Aprovisionamiento:			
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	Panamá	12,906,943	12,900,891
Energía y servicios de Panamá, S.A.	Panamá	6,616,574	3,447,181
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	1,874,049	699,632
Otros gastos:			
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	-	1,031,623
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	1,274,358	1,201,332
Unión Fenosa Internacional, S.A. - asistencia técnica y otros	España	563,105	576,950
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	517,132	955,568
Unión Fenosa Internacional, S.A. - honorarios administrativos	España	2,731,906	2,166,654
Total de gastos		26,484,067	22,979,831
Ingresos			
Venta de energía			
Gobierno y Entidades Autónomas	Panamá	80,268,094	52,296,438
Otros ingresos			
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A	Panamá	62,474	192,959
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	696,560	690,881
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	7,922	402,196
Total de ingresos		81,035,050	53,582,474
Otras transacciones:			
Valor de inversión en asociada		219,300	4,576,820

La remuneración al personal clave de la dirección durante los años 2008 y 2007 han sido las siguientes:

	2008	2007
Gastos de personal:		
Salario	231,120	215,565
Gasto de representación	226,591	211,336
Décimo tercer mes y bonificaciones	284,155	61,670
Variable	109,895	100,850
Total	851,761	589,421

6. Inmovilizados materiales

A continuación se detallan los inmovilizados materiales al 31 de diciembre:

	2007	Traspasos de curso a explotación	Bajas y traspasos	2008
Terrenos y construcciones	25,713,490	31,620	(8,500)	25,736,610
Instalaciones técnicas:				
Líneas de transporte	20,507,263	2,709,239	-	23,216,502
Sub-estaciones de transformación	29,499,935	-	-	29,499,935
Instalaciones de distribución	376,928,288	21,844,497	(1,141,783)	397,631,002
Instalaciones eléctricas comunicaciones	3,313,808	217,453	-	3,531,261
Total	430,249,294	24,771,189	(1,141,783)	453,878,700
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otros inmovilizados	23,216,475	860,077	(168,947)	23,907,605
Otros activos en curso	1,662,944	25,633,874	(25,662,886)	1,633,932

	2007	Dotaciones	Bajas y traspasos	2008
Amortización acumulada:				
Instalaciones técnicas:				
Líneas de transporte	8,864,691	509,172	-	9,373,863
Sub-estaciones de transformación	7,714,840	934,112	-	8,648,952
Instalaciones de distribución	168,648,230	10,690,853	(795,642)	178,543,441
Instalaciones eléctricas comunicaciones	1,695,261	257,043	-	1,952,304
Total	186,923,022	12,391,180	(795,642)	198,518,560
Otras amortizaciones:				
Construcciones	8,918,798	227,693	(1,307)	9,145,184
Otro inmovilizado	17,523,104	1,073,583	(165,798)	18,430,889
Total	26,441,902	1,301,276	(167,105)	27,576,073
Valor neto en libros al 31 de diciembre	267,477,279	37,604,304	(26,019,369)	279,062,214
Elementos y materiales diversos	7,902,611	18,880,417	(16,386,703)	10,396,325
Total	275,379,890	56,484,721	(42,406,072)	289,458,539

	2006	Traspasos de curso a explotación	Bajas y traspasos	2007
Terrenos y construcciones	25,429,421	843,007	(558,938)	25,713,490
Instalaciones técnicas:				
Centrales hidráulicas	6,529,767	-	(6,529,767)	-
Centrales térmicas	7,011,896	-	(7,011,896)	-
Líneas de transporte	20,494,958	12,305	-	20,507,263
Sub-estaciones de transformación	29,499,935	-	-	29,499,935
Instalaciones de distribución	357,579,917	20,499,885	(1,151,514)	376,928,288
Instalaciones eléctricas comunicaciones	3,051,632	286,847	(24,671)	3,313,808
Total	424,168,105	20,799,037	(14,717,848)	430,249,294
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje mobiliario y otros inmovilizados	22,588,494	960,486	(332,505)	23,216,475
Otros activos en curso	459,112	23,806,362	(22,602,530)	1,662,944

	2006	Dotaciones	Bajas y traspasos	2007
Amortización acumulada:				
Instalaciones técnicas:				
Centrales hidráulicas	4,519,302	-	(4,519,302)	-
Centrales térmicas	6,873,957	-	(6,873,957)	-
Líneas de transporte	8,353,307	511,384	-	8,864,691
Sub-estaciones de transformación	7,003,542	711,298	-	7,714,840
Instalaciones de distribución	158,668,789	10,895,909	(916,468)	168,648,230
Instalaciones eléctricas comunicaciones	1,398,745	301,260	(4,744)	1,695,261
Total	186,817,642	12,419,851	(12,314,471)	186,923,022
Otras amortizaciones:				
Construcciones	9,026,824	249,093	(357,119)	8,918,798
Otro inmovilizado	16,806,644	1,053,221	(336,761)	17,523,104
Total	25,833,468	1,302,314	(693,880)	26,441,902
Valor neto en libros al 31 de diciembre	259,994,022	32,686,727	(25,203,470)	267,477,279
Elementos y materiales diversos	5,627,953	16,046,251	(13,771,593)	7,902,611
Total	265,621,975	48,732,978	(38,975,063)	275,379,890

La Empresa fue constituida como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La reestructuración incluyó la asignación de los activos productivos del IRHE, (a cada una de las 8 compañías originadas de dicha reestructuración) de acuerdo al valor en libros revelados en los registros contables del IRHE.

Los gastos de explotación directamente relacionados con las construcciones en curso del inmovilizado material activado durante el ejercicio 2008 ascienden a B/.2,226,463 y durante el ejercicio 2007 ascienden a B/.2,042,326.

El importe de los activos materiales en explotación totalmente amortizados al 31 de diciembre de 2008 ascienden a B/.73,779,324 (al 31 de diciembre de 2007 era de B/.70,745,763), para ambos años los bienes totalmente amortizados en su gran mayoría se encuentran en uso.

La Empresa tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

El importe en libros de otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otros inmovilizados incluye un importe de B/.482,282 (B/.568,538 en 2007) en relación con activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero.

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, los anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso, neto de provisión para deterioro incluyen la suma de B/.12,136,380 y B/.9,756,840, respectivamente, correspondientes a materiales de almacén.

Los elementos y materiales diversos al 31 de diciembre se desglosan así:

	2008	2007
Material eléctrico, construcción electromecánica	11,650,924	9,366,566
Materiales plásticos y caucho	32,768	26,343
Materiales de seguridad laboral	35,196	28,295
Metales y trabajos de metales	417,492	335,636
	12,136,380	9,756,840
Menos provisión para deterioro	(1,740,055)	(1,854,229)
Total	10,396,325	7,902,611

Las operaciones registradas en la provisión para deterioro por los años terminados el 31 de diciembre, se presentan a continuación:

	2008	2007
Saldo al comienzo del año	1,854,229	2,012,504
Incremento a la provisión cargados a gastos	-	-
Cargos a la provisión	(114,174)	(158,275)
Saldo al final del año	1,740,055	1,854,229

7. Activos intangibles

A continuación se detallan los activos intangibles al 31 de diciembre:

	2007	Aumentos	Disminución	2008
Aplicaciones informáticas	18,663,300	1,022,579		19,685,879
Amortizaciones	(16,418,483)	(313,072)	-	(16,731,555)
Total	2,244,817	709,507	-	2,954,324

	2006	Aumentos	Disminución	2007
Aplicaciones informáticas	17,274,403	1,390,216	(1,319)	18,663,300
Amortizaciones	(15,949,186)	(470,321)	1,024	(16,418,483)
Total	1,325,217	919,895	(295)	2,244,817

El importe de aplicaciones informáticas totalmente amortizada al 31 de diciembre de 2008 y 2007 ascienden a B/.15,768,734 y B/.15,553,407, respectivamente. Todas se mantienen actualmente en uso.

8. Inversión en asociada

Participación en empresas del Grupo:

	2008	2007
4,386 acciones de UFINET Panamá, S.A., (17% de participación)	219,300	219,300
13,632,911 acciones de Energía y Servicios de Panamá, S.A. (27.27% de participación)	-	4,357,520
	219,300	4,576,820

Al 31 de diciembre de 2008, se recibieron dividendos por B/.54,180 (2007: B/.44,143).

Según Acta de Junta Directiva del 21 de febrero de 2008, se aprueba una reducción de capital, aportando a los accionistas como pago de dicha reducción las acciones que la Empresa mantenía a esa fecha en Energía y Servicios de Panamá, S.A.

En adición a esto y con el propósito de restituir el capital suscrito de la sociedad, se capitaliza beneficios no distribuidos de ejercicios anteriores.

A continuación se detalla información de las asociadas así como la participación de la Empresa en cada una de ellas

31 de diciembre de 2008:

Asociada	Activos	Pasivos	Capital	Ingresos	Ganancia / (pérdida)
Ufinet Panamá, S.A.	17,358,723	13,406,659	3,912,064	5,942,214	1,064,026

9. Otros activos no corrientes

A continuación el detalle de otros activos no corrientes:

	2008	2007
Fondo de fideicomiso	1,377,688	1,303,667
Otras cuentas por cobrar no corriente	62,819	20,063
Total	1,440,507	1,323,730

10. Clientes y otras cuentas por cobrar

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007 los saldos por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar se detallan de la siguiente manera:

	2008	2007
Cuentas por cobrar clientes:		
Consumidores partículares	51,999,417	42,625,085
Gobierno y entidades autónomas	8,925,873	7,966,462
Deudores varios y otras cuentas por cobrar	4,094,137	2,676,131
Sub-total	65,019,427	53,267,678
Otras cuentas por cobrar:		
Energía suministrada y no facturada	21,816,882	18,630,228
Desvios tarifarios por costos de abastecimiento	12,919,356	12,257,576
Sub-total	34,736,238	30,887,804
Cuentas por cobrar - empresas del Grupo	2,777,663	3,550,442
Provisión para posibles cuentas incobrables	(16,184,649)	(14,487,183)
Total	86,348,679	73,218,741

10.1 Cuentas por cobrar clientes

Las cuentas por cobrar clientes comprenden cantidades por cobrar por el monto de la facturación de la energía suministrada.

El período promedio de crédito en base a la facturación de energía es de 30 días contados a partir de la fecha de la factura. Una provisión ha sido efectuada para montos estimados irrecuperables por B/.16,184,649 y B/.14,487,183 para el año terminado el 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente. Esta provisión ha sido determinada por referencia a experiencias en faltas de pago pasadas, clasificación del saldo por cobrar, según el estado de suministro y otras condiciones específicas relacionadas con localizaciones geográficas del cliente, convenios en arreglos de pago, etc. La Empresa no ha considerado necesario establecer una provisión para las cuentas por cobrar al gobierno y entidades autónomas.

La administración considera que el valor en libros de los saldos deudores se aproxima al valor razonable.

A continuación se presenta análisis de los saldos deudores, según fecha de facturación y clasificación por el estado de las cuentas:

2008	Baja forzada	Baja por Impago	Cortado por impago	Situación correcta	Otros deudores	Total
Corriente	32,582		165,393	34,024,323	2,626,325	36,848,623
30 días	16,759		200,467	10,777,838	-	10,995,064
60 días	43,546		276,048	1,494,273	-	1,813,867
90 días	63,782		184,781	475,242	-	723,805
De 91 días a 1 año	382,982		887,455	1,809,177	-	3,079,614
Más de 1 año	194,788	-	2,262,178	7,633,676	1,467,812	11,558,454
	734,439	-	3,976,322	56,214,529	4,094,137	65,019,427
Menos:						
Provisión para posibles cuentas incobrables - clientes	(734,439)	-	(3,562,779)	(10,419,619)	(1,467,812)	(16,184,649)
Total	-	-	413,543	45,794,910	2,626,325	48,834,778

2007	Baja forzada	Baja por Impago	Cortado por impago	Situación correcta	Otros deudores	Total
Corriente	25,565		98,444	29,205,323	1,208,319	30,537,651
30 días	33,879		193,281	7,434,175	-	7,661,335
60 días	163,796		153,670	1,493,247	-	1,810,713
90 días	24,160		132,696	356,050	-	512,906
De 91 días a 1 año	336,644		838,642	1,907,128	-	3,082,414
Más de 1 año	199,492	-	2,750,075	5,245,280	1,467,812	9,662,659
	783,536	-	4,166,808	45,641,203	2,676,131	53,267,678
Menos:						
Provisión para posibles cuentas incobrables - clientes	(783,536)	-	(3,704,118)	(8,531,717)	(1,467,812)	(14,487,183)
Total	-	-	462,690	37,109,486	1,208,319	38,780,495

A continuación se detalla las cuentas por cobrar por sector geográfico y tipo de clientes:

	Porcentaje		Monto	
	2008	2007	2008	2007
Gerencia Panamá				
Comercios	25.78%	30.42%	15,707,141	15,391,120
Grandes clientes	15.21%	9.29%	9,267,712	4,700,154
Residenciales	32.51%	32.85%	19,806,126	16,618,838
Industriales	0.38%	0.93%	229,380	469,409
Otros clientes	0.15%	0.17%	90,848	87,027
Gerencia Interior				
Comercios	3.92%	3.74%	2,387,469	1,889,998
Grandes clientes	1.93%	1.61%	1,178,391	815,972
Industriales	0.49%	0.45%	296,729	225,715
Residenciales	4.97%	4.79%	3,027,115	2,422,928
Otros clientes	0.01%	0.01%	8,506	3,923
Gobierno y entidades autónomas:				
a. Descentralizadas	5.32%	4.59%	3,243,149	2,320,464
b. Entidades autónomas	2.62%	2.48%	1,597,368	1,255,940
c. Gobierno	6.09%	8.16%	3,710,954	4,127,468
d. Municipales	0.62%	0.51%	374,402	262,591
	100.00%	100.00%	60,925,290	50,591,547
Otros deudores			4,094,137	2,676,131
			65,019,427	53,267,678

10.2 Otras cuentas por cobrar

10.2.1 Energía suministrada y no facturada

La Empresa registra una estimación de aquellos servicios suministrados que se encontraban pendientes de facturación al 31 de diciembre de 2008 y 2007, los cuales ascienden a la suma de B/.21,816,882 y B/.18,630,228; el efecto neto en los resultados fue de B/.3,186,654 y B/.3,069,203, respectivamente.

10.2.2 Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos

Según se establece en el marco regulatorio vigente y dado que los costos estimados de abastecimientos, reconocidos en la tarifa fueron inferiores a los costos reales del año 2008, la Empresa ha reconocido un activo por desvíos tarifarios en el año 2008 por importe por B/.12,919,356. El registro de los desvíos tarifarios al 31 de diciembre de 2008 está acorde al mismo criterios que siguió la administración al 31 de diciembre de 2007 cuando se reconocieron activos por el orden de B/.12,257,576, que fueron facturados a los clientes de la Empresa durante el primer semestre de 2008 según lo establecido en el régimen tarifario.

10.2.3 *Deudores varios*

Los saldos de deudores varios comprenden facturaciones efectuadas por indemnización de terceros, servicios prestados a empresas y otros. A continuación detalle al 31 de diciembre:

	2008	2007
Clientes prestación de servicios	453,927	406,184
Deudores varios	624,524	540,668
Cheques devueltos	295,754	6,579
Cliente ventas mercado	2,719,932	1,722,700
	4,094,137	2,676,131

10.2.4 *Provisión para posibles cuentas incobrables*

Las operaciones registradas en la provisión para posibles cuentas incobrables por los años terminados el 31 de diciembre, se presentan a continuación:

	2008	2007
Saldo al comienzo del año	14,487,183	12,756,301
Incremento a la provisión cargados a gastos	3,136,848	2,737,681
Cargos a la provisión	(1,439,382)	(1,006,799)
Saldo al final del año	16,184,649	14,487,183

La administración considera que el valor en libros de las cuentas por cobrar otras, se aproxima a su valor razonable.

- El Estado reservó el diez por ciento (10%) del total de las acciones de la Empresa con el propósito de ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de la Empresa. Dichos trabajadores tenían el derecho de adquirir acciones utilizando el monto equivalente a sus prestaciones laborales, incluyendo la indemnización. Estas acciones se reservaron por el término de un año, contado a partir de la firma del contrato de compraventa del bloque de acciones y se vendieron en un seis por ciento (6%) de descuento con respecto al precio unitario pagado en la adquisición de ese bloque de acciones. Vencido el término de un año, cesó el derecho de los trabajadores a comprar estas acciones con descuento y el Órgano Ejecutivo podrá venderlas a través de los procedimientos de bolsa de valores o subasta pública con un límite de 5% de estas acciones por comprador.

El 11 de junio de 2001, la Junta Directiva de la Empresa aprobó la devolución de capital a los accionistas producto de la reasignación del valor de las acciones sin valor nominal de la Empresa.

Con esta nueva reasignación del valor de las acciones, se disminuyó el capital por B/.96,248,814 y, como producto, a cada acción de la sociedad se le asignó un nuevo valor de B/.1.664 por acción, con lo cual el capital pagado de la Empresa se estableció en B/.83,239,557.

Con fecha 21 de febrero y 17 de diciembre de 2008 la Junta Directiva de la Empresa aprobó el traspasó a sus accionista de las acciones que tenía en Energía y Servicios de Panamá, S.A. por un valor de B/.4,357,520, mediante una reducción del capital de la Empresa por B/.3,603,757 y las utilidades retenidas por B/.753,763. En la misma fecha se aprobó la restitución del capital a través de la capitalización de utilidades retenidas por B/.3,603,757.

Reservas voluntarias

Con fecha 27 de agosto de 1999, la Empresa y el Gobierno de la República de Panamá acordaron compensar, luego de los análisis correspondientes, algunas cuentas que presentaban salvedades en la opinión a los estados financieros correspondiente a la auditoría por los diez meses terminados el 31 de octubre de 1998 y a los dos meses terminados el 31 de diciembre de 1998. Al 31 de diciembre de 1999, la Empresa terminó el análisis de las cuentas, por lo que procedió a compensar las mismas contra la cuenta de patrimonio, tal como indicaba el Acuerdo, quedando el saldo de esta compensación como reserva voluntaria a disposición de los accionistas.

Declaración de dividendos

Con fecha 18 de septiembre de 2008 la Junta Directiva declaró la distribución de dividendos por un monto de B/.29,947,278.

13. Deuda financiera a largo plazo

El saldo de deuda financiera a largo plazo al 31 de diciembre, es como sigue:

	2008	2007
Banco Atlántico (Panamá), S.A. (ahora Banco General), S.A. Préstamo con vencimiento en julio del 2008, pagaderos al vencimiento, los intereses son cancelados mensualmente, con garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	-	8,946,805
Banco General, S.A. Préstamo con vencimiento en junio de 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestral. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	20,000,000	20,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A. Préstamo con vencimiento en junio del 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestral. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	10,000,000	10,000,000
HSBC Bank (Panamá) S.A. Préstamo con vencimiento en junio del 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestral. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	20,000,000	20,000,000
BNP Paribas Sucursal Panama Préstamo con vencimiento en diciembre del 2012, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados semestralmente, con garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	27,000,000	27,000,000
Porción a largo plazo	77,000,000	85,946,805

Los préstamos incluyen cláusulas según las cuales la Empresa no podrá llevar a cabo lo siguiente:

- Fusionarse, disolverse, o liquidar sus haberes, sin previa notificación por escrito a los Bancos con treinta (30) días de antelación.
- Cambiar en forma material su estructura accionarial.
- Efectuar cambios materiales en la naturaleza de sus operaciones.
- Hipotecar, pignorar, dar en fideicomiso, ceder en garantía o de cualquier otra forma gravar o afectar cualquiera de sus activos a favor de cualquier tercero, siempre que dichas operaciones no sean materiales y que a criterio de los Bancos, no afecten la capacidad de los deudores solidarios de cumplir sus obligaciones bajo el presente contrato.

- A no vender o en cualquier forma enajenar o disponer de activos sin el consentimiento previo de los Bancos el cual no será negado o demorado irrazonablemente, salvo que sean dentro del curso normal de los negocios de los deudores, se trate de ventas con contraprestación a valor de mercado, o que no afecten la devolución de este préstamo, en cuyo caso no se requerirá de consentimiento previo.

- Cuando se vaya a producir un cambio de accionariado en las partes deudoras por el que el accionista actual Unión Fenosa, S.A. deje de mantener el cincuenta y un por ciento (51%) del capital social emitido y en circulación, ya sea mediante titularidad directa o indirecta de dicha participación, o deje de controlar la mayoría de los directores de la Junta Directiva de las partes deudores. Las partes deudoras, deberán previamente poner el hecho en conocimiento de los Bancos.

A continuación se presentan las cláusulas de los contratos de préstamos con respecto a información financiera.

- Notificar a los Bancos de inmediato y por escrito, cualquier evento o situación que pueda afectar materialmente el cumplimiento de sus obligaciones.

- Pagar todos los impuestos, tasas y otras contribuciones de naturaleza análoga en sus vencimientos.

- Cumplir con todas las leyes, decretos, reglamentos y regulaciones de importancia que le sean aplicables.

- Mantener en todo momento un nivel de pasivos financieros a EBITDA inferior a cuatro punto veinticinco a uno (4.25:1.0), el cual será medido trimestralmente en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.

- Mantener en todo momento un nivel de Cobertura de Servicio de Deuda medido en base a "EBITDA" entre "Pago de Deuda" de por lo menos uno punto una (1.1) veces, el cual será medido trimestralmente en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.

- Las partes deudoras se obligan a tomar las medidas necesarias para que los Bancos se mantenga durante la vigencia del préstamo en iguales condiciones de garantías y prelación de créditos con las otras entidades financiera que participan en la refinanciación por la suma de cincuenta millones de dólares (USD50,000,000).

- Las partes deudoras deberán mantener al final de cada trimestre una razón de EBITDA combinado del período a gasto combinado de intereses del período de no menos de 3.0 a 1.0.

- Mantener debidamente asegurados los elementos patrimoniales de su activo, de conformidad con las prácticas usuales en el sector.

Con base en los pagos futuros, el préstamo a largo plazo al 31 de diciembre de 2008 y 2007 se resume así:

	2008	2007
Hasta 1 año		
De 1 a 2 años	-	8,946,805
De 2 a 4 años	77,000,000	50,000,000
De 4 a 6 años	-	27,000,000
Total	77,000,000	85,946,805

La tasa de interés promedio pagada por los años terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007 fue de 4.99% y 6.59%, respectivamente.

Algunos préstamos fueron contratados a tasas de interés variables, exponiendo a la Empresa a riesgo de interés en los flujos de efectivo.

El préstamo del Banco General, S.A. aun cuando su vencimiento era en junio del 2008, la administración clasificó como deuda a largo plazo al 31 de diciembre de 2007 en vista de que de acuerdo a las condiciones de financiamiento existente a esa fecha daba la opción de disponer de los fondos por 3 años contados a partir del año 2006, por lo cual se pretendía extender nuevamente el vencimiento hasta por 5 años.

14. Otros pasivos no corrientes

A continuación detalle al 31 de diciembre:

	2008	2007
Subvenciones de capital	32,633,362	26,914,453
Fianzas y depósitos recibidos	10,224,937	10,368,357
Acuerdo por retiro anticipado	188,077	429,203
Provisión para indemnización y prima de antigüedad	572,013	788,894
Otros pasivos	8,830	45,187
Total	43,627,219	38,546,094

14.1 Subvenciones de capital

Las subvenciones de capital corresponden, a donaciones recibidas de terceros, y aportes en efectivo recibidas de entidades oficiales, principalmente Fondo de Inversión Social, cuyo destino ha sido mejorar las instalaciones de distribución de energía eléctrica de la Empresa y desarrollo de proyectos de electrificación rural. También, considera los inmovilizados recibidos de la Autoridad de la Región Interoceánica, por infraestructuras transferida de la antigua Zona del Canal.

A continuación se presenta el siguiente detalle de las subvenciones de capital:

	Saldo al 12/31/2007	Monto reconocido como ingresos	Traspasos y aumentos	Saldo al 12/31/2008
Instalaciones técnicas:				
Donaciones oficiales	20,692,830	(880,408)	-	19,812,422
Donaciones de terceros	6,221,623	(202,819)	6,802,136	12,820,940
Total	26,914,453	(1,083,227)	6,802,136	32,633,362

	Saldo al 12/31/2006	Monto reconocido como ingresos	Traspasos y aumentos	Saldo al 12/31/2007
Instalaciones técnicas:				
Donaciones oficiales	13,361,213	(845,833)	8,177,450	20,692,830
Donaciones de terceros	4,404,800	(194,787)	2,011,610	6,221,623
Total	17,766,013	(1,040,620)	10,189,060	26,914,453

Las adiciones producidas en el año 2008 corresponden principalmente a aportes del Fondo de Inversión Social para la construcción de líneas de distribución y otros aportes de terceros.

14.2 Fianzas y depósitos recibidos

De conformidad con los contratos de suministro de energía eléctrica, la Empresa exige un depósito al cliente (consumidor) como garantía por el pago de la energía consumida, el cual debe ser devuelto a la terminación del contrato, previo descuento de la suma adeudada por el cliente.

Con respecto a los depósitos recibidos con posterioridad a la vigencia del pliego tarifario, el ASEP emitió las Resoluciones Nos. JD-219 de 31 de marzo de 1998 y JD-761 de 8 de junio de 1998, las cuales establecen que en aquellos casos que el cliente haya mantenido buen historial de pago, los depósitos deberán devolverse, a más tardar, un año después de la firma del contrato y mientras la Empresa mantenga el depósito, deberá pagar intereses en forma semestral.

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007 la Empresa mantiene depósitos recibidos de clientes por las sumas de B/.12,719,437 y B/.12,862,857 e intereses acumulados por pagar generados por los depósitos, por las sumas de B/.581,056 y B/.610,056, respectivamente. A continuación se presenta el movimiento de la cuenta durante el año:

	2008	2007
Saldo al comienzo del año	13,472,913	13,829,817
Depósitos nuevos suministros	2,814,867	2,123,686
Intereses	542,816	46,425
Depósitos devueltos a los clientes	(2,958,287)	(2,106,661)
Intereses pagados	(571,786)	(420,354)
Saldo al final del año	13,300,523	13,472,913
Menos porción corriente:		
Fianzas y depósitos recibidos	2,494,500	2,494,500
Intereses	581,086	610,056
Total de fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	10,224,937	10,368,357

14.3 Provisión para prima de antigüedad e indemnización

El código de trabajo establece que el empleador pagará a los empleados el reconocimiento de una prima de antigüedad por servicios que es pagadero cualquiera que sea la razón de la terminación del empleado. La Empresa ha establecido una provisión, la cual se calcula sobre la base de una semana de indemnización por cada año de trabajo, o lo que es igual al 1.92% sobre los salarios pagados durante el año.

La Ley 44 de 12 de agosto de 1995 establece la obligación de los empleadores a constituir un fondo de cesantía para pagar a los empleados la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado. Consecuentemente, la Empresa estableció una provisión para el fondo de cesantía basada en el 5% de la cuota mensual de la indemnización que tendría que pagar a los empleados en caso de un despido injustificado.

Al 31 de diciembre de 2008, la Empresa mantenía un fondo de fideicomiso con un agente fiduciario por la suma de B/.1,377,688 y B/.1,303,667 al 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente, el cual se presenta en el rubro de otros activos no corrientes del balance de situación.

15. Deuda financiera a corto plazo

El saldo de la deuda financiera a corto plazo, es como sigue:

	2008	2007
Sobregiros bancarios:		
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	-	11,512,955
The Bank of Nova Scotia	49,871,392	19,920,040
HSBC Bank (Panamá), S.A.	17,974,145	-
Citibank, N.A.	-	2,505,241
BNP Paribas Sucursal Panamá	2,893,499	863,280
	70,739,036	34,801,516
Sobregiro ocasional en libros:		
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	2,427,832	-
HSBC Bank (Panamá), S.A.	62,332	-
	2,490,164	-
Total	73,229,200	34,801,516

La deuda financiera a corto plazo está garantizada con fianza cruzada de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. Las facilidades de crédito son revisadas anualmente.

Al 31 de diciembre de 2008, la Empresa contaba con B/.106,500,000 (B/.96,500,000 en 2007) disponibles en las líneas de crédito contratadas, con respecto a las que se han cumplido las condiciones de cada contrato, garantizadas con fianzas cruzadas de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Al 31 de diciembre de 2008 la Empresa tenía concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de B/.35,760,954 (2007: B/.61,698,484) que cubre suficientemente cualquier necesidad de la Empresa de acuerdo con los compromisos existentes a corto plazo.

Los préstamos y sobregiros han devengado una tasa de interés promedio en el año 2008 y 2007 de 4.99% y 6.59%, respectivamente.

La administración considera que el valor en libros de los préstamos por pagar a corto plazo se aproxima a su valor razonable.

16. Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar

A continuación el detalle al 31 de diciembre:

	2008	2007
Generación y Transmisión:		
AES Panamá (Empresa de Generación Eléctrica)	14,900,109	24,203,632
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A.	14,768,877	13,990,775
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S.A.	1,219,432	2,717,148
Pedregal Power Company, S.A.	778,001	898,774
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	2,363,679	2,821,206
Pan AM Generating, Ltd.	2,303,690	1,062,630
Autoridad del Canal de Panamá	5,795,470	7,504,466
Elektra Noreste, S.A.	760,343	329,374
Corporación Panameña de Energía, S.A.	868,818	469,382
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	230,955	334,846
Hidro Panamá, S.A.	154,921	158,033
Inversiones y Desarrollo Balboa, S.A.	1,324,809	-
Térmica del Caribe, S.A.	568,722	-
Istmus Hidro Power Corporation	490,475	-
Otras	217,256	87,314
Sub-total	46,745,557	54,577,580
Deudas con empresas del Grupo	5,279,303	7,381,264
Otros proveedores	7,676,377	7,109,930
Total	59,701,237	69,068,774

La administración considera que el valor en libros de las cuentas por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

17. Otros pasivos corrientes

A continuación el detalle al 31 de diciembre:

	2008	2007
Acuerdos de retiro anticipado	340,427	518,436
Administración pública	475,052	1,935,476
Fianzas y depósitos recibidos	2,494,500	2,494,500
Intereses fianzas, depósitos y otros	574,983	966,125
Remuneraciones pendiente de pago	564,381	1,372,995
Subsidios recibidos para aplicar a clientes	2,508,077	1,773,890
Total	6,957,420	9,061,422

Los subsidios registrados corresponde a lo acordado en la Ley 15 de febrero de 2001 que establece el régimen y procedimiento a los que se sujetarán los subsidios destinados a los clientes del servicios público de electricidad, cuyo consumo califica como consumo básico o de subsistencia, y en el cual la administración y aplicación esta a cargo de la Empresa, para la cual la Empresa efectúa una retención a algunos clientes y a su vez le concede un descuento a aquellos clientes sujetos al subsidio de acuerdo a lo que define la Ley como clientes de consumo básico o de subsistencias.

18. Ingresos

A continuación detalle de ingresos:

	2008	2007
Venta de energía:		
Energía facturada a los clientes	556,091,694	428,713,624
Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos	661,780	17,111,413
Subsidio	3,665,554	-
Cambio neto en la energía no facturada	3,186,654	3,069,203
Total de venta de energía, neto	563,605,682	448,894,240
Otros ingresos:		
Prestación de servicios comerciales	1,172,852	1,242,675
Ingresos accesorios y otros de gestión	857,080	1,132,738
Venta de materiales a empresas del Grupo	-	411,027
Otros	1,885,806	1,836,560
Total de otros ingresos	3,915,738	4,623,000
Total de ingresos	567,521,420	453,517,240

19. Aprovisionamientos

La Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 estableció la obligación de suscribir contratos de compraventa de energía, previa aprobación de la ASEP. En cumplimiento de esta Ley, la Empresa a suscrito diversos contratos (expresados en dólares de los Estados Unidos de América) que le otorgan el derecho de uso de la "Potencia Firme Contratada", medida en el Punto de Interconexión, cuyo suministro garantiza la Empresa de Generación bajo los términos y condiciones pactados en el Contrato y la prioridad de uso ante una condición de racionamiento de la Energía Asociada, definida como el compromiso de suministro horario de energía del Vendedor (Empresa de Generación) al Comprador (Empresa de Distribución).

Un resumen de las cláusulas más importantes de estos contratos se presenta a continuación:

- Las partes se rigen por las Reglas para el Mercado Mayorista establecidas en la Resolución de Junta Directiva No. 605 de la ASEP de 24 de abril de 1998 y modificaciones. Las Reglas del Mercado tendrán prelación sobre los Documentos de Contrato para resolver cualquier discrepancia, contradicción o conflicto entre ambos.

- La Empresa debe mantener un depósito de garantía por un monto igual a un mes de la facturación media anual de la potencia y energía. La Empresa ha contratado las respectivas fianzas de cumplimiento a favor de las Empresas de Generación Eléctrica.

- Los contratos establecen que el vendedor debe presentar la cuenta mensual dentro de los primeros cinco días calendarios del mes siguiente del mes vencido. La cuenta mensual debe ser pagada por el Comprador dentro de los treinta días calendario de presentada la cuenta mensual; sin embargo, la Empresa tiene hasta cinco días para rechazar o aceptar la factura.

- En caso de incumplimiento por parte de la Empresa, el Vendedor podrá dar aviso de terminación del Contrato ante cualquier contravención material del Contrato que no sea remediada dentro de treinta días, y que haya sido notificada por escrito, indicando la violación en cuestión, en detalle y exigiendo el remedio de ella, por el no pago de la cuenta mensual por servicios prestados y por cualquier alteración o modificación fraudulenta en el sistema de medición; en ambos casos, la Empresa dispondrá de cuarenta y ocho horas para remediar el incumplimiento.

- Según lo requerido por la Ley, las empresas que suscriban el Contrato deben pagar individualmente a las autoridades correspondientes, todos los impuestos nacionales, provinciales, municipales y otros impuestos legales, derechos de aduana, cánones u otras imposiciones presentes y futuras que sean aplicables a sus respectivas instalaciones, otros activos y actividad comercial o industrial.

La Empresa paga un monto por pérdida de energía de transmisión trasladado a la tarifa, el mismo es calculado por el Centro Nacional de Despacho, con base en la energía mensual en MWh adquirida a través de la red, el porcentaje asignado de pérdidas según el nodo donde recibe la energía y el precio de la energía en el mercado mayorista. El valor de estas pérdidas se determina de acuerdo con las Reglas del Mercado Mayorista. De igual modo se pagan al mercado mayorista los costos por los servicios auxiliares y sobrecosto por generación obligada.

El desglose de este epígrafe es como sigue:

	2008	2007
Compras	467,449,396	345,882,099
Gasto de transporte de energía	13,498,579	12,900,891
Total	480,947,975	358,782,990

20. Gastos

Los gastos por los años terminados el 31 de diciembre, se detallan a continuación:

	2008	2007
Salarios y beneficios a empleados:		
Retribuciones salariales	6,704,126	6,737,394
Seguridad social	978,180	917,828
Otros beneficios a empleados	1,024,222	851,631
	8,706,528	8,506,853
Menos gastos incluidos en el costo de los activos que califican	(2,226,463)	(2,042,326)
Sub-total	6,480,065	6,464,527
Otros gastos generales y administrativos:		
Reparaciones y conservación	5,858,854	6,523,310
Servicios profesionales independientes	4,879,626	4,390,447
Trabajo de comercial contratados	3,357,434	3,855,866
Dotación, provisión de insolvencias clientes	3,136,848	2,737,681
Tributos	1,328,043	2,696,697
Suministros (agua, luz, teléfono, correo y carburante de vehículos)	3,045,234	2,095,848
Vigilancia	480,683	609,935
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	726,468	868,685
Arrendamientos y cánones	642,409	634,157
Gastos de viaje	620,002	549,727
Prima de seguros	511,920	516,379
Pérdidas por descartes de inmovilizado material	332,652	193,361
Material de oficina	282,958	236,546
Servicios de limpieza	313,971	266,336
Trabajo medio ambiente	119,071	38,215
Servicios bancarios y similares	64,063	74,863
Gastos varios	75,971	75,452
Sub-total	25,776,207	26,363,505
Gastos financieros:		
Intereses sobre:		
Préstamos bancarios a largo plazo	3,825,465	2,775,022
Préstamos a corto plazo	3,538,151	3,543,086
Fianzas y depósitos recibidos y otros	633,394	243,258
Total de costos de préstamos	7,997,010	6,561,366
Total	40,253,282	39,389,398

	2008	2007
El número medio de empleados se detalla así:		
Directivos	19	17
Técnicos y administrativos	223	248
Jurídicos	2	3
Auxiliares de oficina, profesionales de oficio y peonajes	145	137
Total	389	405

21. Compromisos y contingencias

21.1 Litigios pendientes

La Empresa está sujeta a litigios y reclamos originados en el curso normal de sus operaciones. Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Empresa tiene demandas en su contra por la suma de B/.1,225,754,716 y B/.1,236,041,960, respectivamente, más las costas legales. La administración, después de consultar a sus asesores legales y evaluar la evidencia disponible a la fecha del balance de situación sobre probabilidades y montos de pérdida, ha establecido provisión para posibles pérdidas por la suma de B/.1,000,000, la cual es reportada en el balance de situación en el rubro de provisiones para contingencias.

La Empresa interpuso, en vía administrativa, acciones legales en contra de la Resolución JD-5954 de fecha 11 de abril de 2006, mediante la cual la ASEP le ordenó "a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. devolver a sus clientes de las tarifas BTS, BTH, BTD, MTD, la suma de VEINTICUATRO MILLONES NOVECIENTOS MIL BALBOAS (B/.24,900,000) cobrada en exceso" misma que fuera reformada parcialmente por la Resolución JD-2268 de 22 de diciembre de 2008 particularmente reduciendo el importe a VEINTICUATRO MILLONES SEISCIENTOS MIL BALBAOS (B/.24,600,000). En adición al recurso de reconsideración antes señalado, la EMPRESA en sede administrativa presentó Incidente de Nulidad por falta de competencia mismo que fue denegado mediante Resolución AN No. 2160 de 24 de octubre de 2008. De otra parte y durante la vía gubernativa, la Empresa elevó Advertencia de Inconstitucionalidad, misma que no fue admitida por el Pleno de la Corte mediante Auto de 20 de junio de 2006 y Advertencia de Ilegalidad, en la que la Sala Tercera de la Corte declaró sustracción de materia mediante sentencia de 16 de septiembre de 2008, debido a la promulgación del Decreto Ley 10 de 2006. A la fecha la Empresa, presentará Acción Contencioso Administrativa de Plena Jurisdicción ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia con una petición de suspensión sobre la base del perjuicio notoriamente grave a EDEMET, y de difícil o imposible reparación que conlleva la aplicación de la resolución antes indicada. De acuerdo a la opinión de la administración, sus asesores legales internos y externos, el fallo debe resultar favorable a la Empresa.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) por medio de la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006 aprobó el Régimen de Distribución y Comercialización que estaría vigente desde julio de 2006 a junio de 2010, que incluye las siguientes consideraciones:

- No estableció que la estimación de los activos fijos se hará a partir del valor, a su costo original que consta en los libros de contabilidad del concesionario al inicio del período tarifario, más las inversiones netas de cada año, como lo dispone el artículo 103 de la Ley 6.

- No se consideró que lo que debe estimar bajo el supuesto de eficiencia económica, son las inversiones que el concesionario haga durante el período y, no las que hizo antes del inicio del período tarifario.

- No se reconoció que de conformidad con el artículo 103 de la Ley 6, entre los costos que constituyen el valor agregado en distribución, se incluye el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución, ya sean técnicas o no técnicas (ejemplo: energía consumida mediante fraude).

- Se está violando el criterio de suficiencia financiera, no determinó que el recargo por bajo factor de potencia no sólo debe ser facturado sobre la energía, sino también sobre la demanda o potencia.

- Se violó el criterio de transparencia recogido en la Ley 6 de 1997, porque no ha tomado en cuenta que no es posible definir las ecuaciones de eficiencia si todavía no se conocen las empresas compradoras.

- No se tomó en cuenta que al hacer la revisión del Ingreso Máximo Permitido no es cualquier variable la que puede ser objeto de revisión, porque por ejemplo, por disponerlo así el Contrato de Concesión de nuestra demandante, la variación en las ventas, en la cantidad y/o tipo de cliente no constituye grave error de cálculo que posibilite una revisión extraordinaria de las tarifas.

- No se ha tomado en cuenta que, para que la Empresa pueda establecer el Pliego Tarifario, ya esta entidad debía haber aprobado el Ingreso Máximo Permitido seis meses antes de la entrada en vigencia el Régimen Tarifario y no lo ha hecho.

- No ha tomado en cuenta que el cargo de reconexión no debe estar limitado por el cargo de conexión, porque en el primero nuestra demandante incurre en mayores costos que en el segundo.

- No ha considerado que la actualización de los cargos de conexión y reconexión se debe hacer utilizando directamente el Índice de Precios al Consumidor (IPC), ya que se refieren sólo a los costos de mano de obra y de los materiales locales.

- No se tomó en cuenta que los cargos por uso de la red que se le cobra a los grandes clientes, a los autogeneradores y a los cogeneradores no puede ser igual que el que se le cobra a los clientes regulados.

El 26 de mayo de 2006 presentó demanda contencioso administrativa de plena jurisdicción contra la Resolución No. JC-5863 de 17 de febrero de 2006, mediante la cual se aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, el cual regirá del 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

Samba Bonita Power & Metals, S.A., presentó demanda a fin de que se condene de forma solidaria a la empresa y a EDECHI a pagar la suma de B/.1,185,000,000, más intereses, costas y gastos, como indemnización por los supuestos daños y perjuicios causados por las demandadas al supuestamente frustrar el perfeccionamiento del contrato No.14-06 para el suministro de potencia firme y energía, y al declarar injustificadamente desierta la adjudicación, a Samba Bonita Power & Metals, S.A. del concurso Edemet Edechi 02-05. La Empresa y EDECHI del 16 al 30 de mayo de 2008 presentaron y aportaron pruebas, contrapruebas y objeciones mismas que a la fecha no han sido admitidas.

De igual manera, dentro del proceso se presentaron como defensas procesales un Incidente de Carencia de Jurisdicción y Denuncia en Pleito a fin de que la ASEP compareciera al Proceso en cuestión. La denuncia no fue admitida y dicha inadmisión fue confirmada por el Tribunal Superior de Justicia del Primero Distrito Judicial de Panamá. En cuanto al incidente de carencia de jurisdicción el mismo fue rechazado por el Tribunal de Primera instancia mediante Auto N° 1508-08 de 16 de octubre de 2008, sin embargo la Empresa y EDECHI presentaron el Recurso de Apelación respectivo, mismo que les fue concedido y contra el que la parte actora interpuso recurso de reconsideración, el cual está pendiente de resolver.

Debemos aclarar que la cuantía de esta demanda deberá ser probada por la parte demandante. En este sentido, cabe destacar que, dada la magnitud de la cuantía reclamada en este proceso, consideramos que es poco probable que la parte actora logre demostrar que ha sufrido daños y perjuicios por esa suma.

21.2 Garantías

La Empresa mantiene fianza solidaria sobre las obligaciones que mantiene Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. con entidades financieras. El saldo de dichas obligaciones al 31 de diciembre de 2007 y 2006, asciende a B/.21,580,735 y B/.24,496,715, respectivamente.

21.3 Compra de energía

Al 31 de diciembre de 2008, la Empresa había firmado contratos para el suministro de la potencia firme y la energía asociada requerida y los términos de compra de capacidad a largo plazo con las siguientes compañías generadoras:

Generadora	MW (por mes)	Comienzo	Final
Fortuna, S.A.	de 5 a 10	01/01/2007	12/31/2009
Fortuna, S.A.	Energia Excedente	01/01/2009	12/31/2009
Fortuna, S.A.	de 0 a 105	01/01/2009	12/31/2018
Fortuna, S.A.	27	01/01/2013	12/31/2022
AES Panamá, S.A.	de 0 a 62,8	11/20/2003	11/22/2013
AES Panamá, S.A.	52	01/01/2009	12/31/2009
AES Panamá, S.A.	Energia Excedente	01/01/2008	12/31/2009
AES Panamá, S.A.	de 109 a 196	01/01/2009	12/31/2018
AES Panamá, S.A.	15	11/01/2011	12/31/2020
AES Panamá, S.A.	17	01/01/2013	12/31/2022
AES Panamá, S.A.	31.6	01/01/2013	12/31/2022
ACP	Energia Excedente	01/01/2009	12/31/2009
ACP	Energia Excedente	01/01/2009	12/31/2009
Alternegy	61.6	01/01/2013	12/31/2022
Bontex	15.4	01/01/2013	12/31/2022
Elctron Investment	34.7	01/01/2013	12/31/2022
Energía y Servicios, S.A.	1.4	07/01/2009	06/30/2014
Generadora del Atlántico, S.A.	de 35 a 45	06/01/2009	06/30/2014
Hidromaquina, S.A.	1.9	06/01/2009	06/30/2018
Inversiones y Desarrollo Balboa, S.A.	8	01/01/2009	12/31/2009
Inversiones y Desarrollo Balboa, S.A.	de 4,3 a 41,5	08/01/2008	06/30/2014
Termica del Caribe, S.A.	10	03/01/2008	12/31/2009

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, existen fianzas de cumplimiento con las empresas Generadoras de Energía, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y de servicios de generación, por un monto de B/.23,238,018 y B/.22,112,670, respectivamente.

La Empresa, producto de los contratos a largo plazo antes señalados, mantiene obligaciones contractuales como se detalla a continuación:

2009	152,684,722
2010	123,186,792
2011	159,048,188
2012	212,398,729
2013	292,147,408
De 2013 en adelante	1,894,535,914
	2,834,001,753

21.4 Cargos por transmisión

La Empresa paga una tarifa regulada a Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), una compañía propiedad del Gobierno de Panamá, por conexión y uso del sistema de transmisión. La tarifa actual vence el 30 de junio de 2009. La Empresa tiene cartas de crédito por la suma de B/.19,592,158 a favor de ETESA como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional.

21.5 Desembolsos de capital

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Empresa mantiene contratos relacionados con inversiones en activos fijos, así como para la compra de otros bienes y servicios por un monto de aproximadamente B/.3,290,089 y B/.9,124,333, respectivamente.

21.6 Contrato de administración

La Empresa mantiene contrato por servicios de administración con Unión Fenosa Internacional, S.A., una empresa establecida y existente bajo las leyes del Reino de España. De acuerdo al contrato, la Empresa deberá pagar honorarios anuales como compensación de las obligaciones establecidas bajo este acuerdo al 4% de la utilidad antes de depreciación, intereses e impuesto sobre la renta.

21.7 Arrendamientos

A la fecha del balance de situación, la Empresa tenía compromisos contingentes por arrendamientos operacionales no cancelables, los cuales pueden ser cancelados como se muestra a continuación:

Dentro de un año	231,672
De dos a tres años	450,729
De cuatro a 5 años	285,568
Más de 5 años	10,800
Total	978,769

Los pagos de alquileres bajo arrendamientos operativos, principalmente para uso de oficina, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, fueron de B/.323,116 y B/.295,339, respectivamente.

22. Impuesto sobre beneficios estimado

De acuerdo con las disposiciones fiscales vigentes en la República de Panamá, las ganancias obtenidas por la Empresa por operaciones locales están sujetas al pago del impuesto sobre la renta, las obtenidas por depósitos a plazo están exentas del pago del impuesto sobre la renta.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta de la Empresa, inclusive la del año terminado el 31 de diciembre de 2008, están sujetas a revisión por las autoridades fiscales para los tres últimos períodos fiscales, según regulaciones vigentes.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas fiscales, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades fiscales para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos fiscales, cuyo importe no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva.

Durante el año 2003, la Dirección General de Ingresos del Ministerio de Economía y Finanzas revisó las declaraciones de rentas de los años 2001 y 2002 y, al respecto, ésta indicó que había identificado una contingencia relacionada con impuestos no retenidos; no obstante, la Administración interpuso recursos de reconsideración presentados contra liquidaciones adicionales de la Administración Regional de Ingresos de la Provincia de Panamá, y que guardan relación con supuestas retenciones dejadas de pagar por dichas empresas en relación con pagos efectuados a Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior, S.A., por razón de Contrato de Operación celebrado con dicha empresa y en concepto de "fee de operación". De conformidad con la información hasta ahora examinada, consideran que las liquidaciones adicionales antes mencionadas, no tienen asidero de conformidad con la normativa vigente. No obstante, se ha sometido en primera instancia, a consideración de la propia Administración Provincial de Ingresos, y en momento oportuno, se presentará recurso de apelación ante el Comité de Apelaciones de la Dirección General de Ingresos. Consideramos que las posibilidades de éxito son buenas, por lo cual no se ha efectuado provisión para está contingencia. Dichos alcances en la actualidad son por la suma aproximada de B/.2,918,000, y en caso de no prosperar los recursos presentados, se tendría igualmente que pagar los intereses de mora causados.

La Empresa está registrada en el régimen de Estabilidad Jurídica a las Inversiones según lo que dispone la ley 54 de 22 de julio de 1998; este registro se hace según resuelto # 0061 de 20 de junio de 2000, expedido por la Dirección Nacional de Desarrollo Empresarial del Ministerio de Comercio e Industrias y hasta por un término de 10 años. De acuerdo con lo que señala la ley antes referida, la Empresa gozará de manera automática, desde el momento en que se otorgue el Certificado de inscripción en el Registro de garantías de estabilidad jurídica, o sea, el congelamiento de las condiciones jurídicas vigentes al momento de obtener el Certificado de Inversión. En consecuencia, la Empresa mantiene estabilidad impositiva, es decir mantiene el régimen tributario existente al momento de su inscripción. Por ello en pago del impuesto de licencia comercial y la tasa única de sociedades anónimas mantienen sus importes aún cuando la ley fiscal los ha incrementado.

La provisión para el gasto de impuesto sobre la renta para los años terminados el 31 de diciembre, es el siguiente:

	2008	2007
Corriente	8,998,967	5,793,951
Diferido	1,273,574	6,573,978
Total	10,272,541	12,367,929

Los rubros significativos con efectos impositivos que componen el activo y el pasivo de impuesto diferido incluido en el balance de situación al 31 de diciembre, se detallan a continuación:

	Provisión para inmovilizado material	Provisión de gasto de personal	Energía suministrada, no facturada	Combustible y ajuste tarifario	Provisión para posibles cuentas incobrables	Provision para gasto de indem-nización	Total
Saldo al 1 de enero de 2007	303,752	777,352	(4,668,307)	1,456,151	(218,749)	390,000	(1,959,801)
Débito (crédito) a pérdidas o ganancias durante el año	-	(519,792)	(920,762)	(5,133,424)	-	-	(6,573,978)
Saldo al 31 de diciembre de 2007	303,752	257,560	(5,589,069)	(3,677,273)	(218,749)	390,000	(8,533,779)
Débito (crédito) a pérdidas o ganancias durante el año	-	(119,042)	(955,996)	(198,536)	-	-	(1,273,574)
Saldo al 31 de diciembre de 2008	303,752	138,518	(6,545,065)	(3,875,809)	(218,749)	390,000	(9,807,353)

Algunos activos y pasivos diferidos han sido compensados de acuerdo a las políticas contables de la Empresa. A continuación se presenta un análisis de los activos y pasivos diferidos (después de la compensación) para propósito del balance de situación:

	2008	2007
Activo por impuesto diferido	832,270	951,312
Pasivo por impuesto diferido	(10,639,623)	(9,485,091)
Total	(9,807,353)	(8,533,779)

A continuación se presenta conciliación del impuesto sobre la renta calculado, aplicando la tasa reglamentaria a la utilidad según el estado de resultados, con la provisión para impuesto sobre la renta mostrado en dicho estado:

	2008	2007
Ganancia contable	33,516,656	43,068,920
Menos diferencias permanentes negativas		
Ingresos financieros	(121,405)	(185,623)
Dividendos recibidos	(54,180)	(44,143)
Discapacitados	(133,023)	(121,653)
Ganancia en venta de mueble e inmuebles	-	(470,539)
Reversión de multa ejercicio anterior	-	(383,000)
Descarte de materiales	(118,447)	(158,276)
Participación en resultado de asociada		(753,763)
Más diferencias permanentes positivas		
Gastos no deducibles	769,152	274,508
Más (menos) efecto fiscal de diferencias temporales		
Diferencias positivas	12,277,255	(6,586,482)
Diferencias negativas	(16,522,499)	(15,326,780)
Renta gravable	29,613,509	19,313,169
Impuesto causado	8,884,053	5,793,951
Impuesto del ejercicio anterior	114,914	-
Total de impuesto	8,998,967	5,793,951

23. Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2008 y 2007 están basados en la información disponible a la fecha del balance general. La Empresa no tiene conocimiento de ningún factor que afecte significativamente los valores razonables estimados de los activos y pasivos financieros como el efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda a corto y largo plazo.

Efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda a corto plazo - El monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Deuda a largo plazo - El valor razonable de la deuda a largo plazo es estimado con base en los precios de cotización en el mercado de instrumentos de deuda que tengan igual o similar vencimiento. Dichas estimaciones son de naturaleza subjetivas e implican incertidumbres; consecuentemente, los resultados actuales pueden diferir de las estimaciones realizadas.

A continuación se detalla el valor razonable de los instrumentos financieros:

	2008		2007	
	Monto acumulado	Valor razonable	Monto acumulado	Valor razonable
Deuda a largo plazo	77,000,000	74,494,425	85,946,805	82,494,522

24. Aspectos regulatorios del mercado eléctrico

El Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad en la República de Panamá fue dictaminado por la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; con base en esta Ley se creó la Comisión de Política Energética adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas, con la finalidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía. La regulación del sector de energía eléctrica está a cargo de la ASEP, cuyas funciones han sido definidas en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

La Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece el pago a la ASEP, de una tasa de control de vigilancia y fiscalización, la cual no debe exceder el 1% de la facturación total de la Empresa.

Por otra parte, la Junta Directiva de la ASEP ha emitido varias resoluciones relacionadas con el Mercado Eléctrico, tales como: reglas para el mercado mayorista de electricidad, criterios, parámetros y procedimiento de contratación de potencia y energía de las empresas distribuidoras, etc.

De acuerdo con lo establecido mediante las Resoluciones JD-5863 del 17 de febrero de 2006 y No. AN-652-Elec del 13 de febrero de 2007 y cumplimiento con todas las disposiciones legales y regulatorias de la Autoridad nacional de los Servicios Públicos, se presentan los cargos tarifarios actualizados para clientes regulados y los cargos por uso de las redes de distribución eléctrica para el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2008.

Debido al incremento de los precios de los combustibles utilizados en la generación eléctrica, así como también por los bajos aportes hidráulicos registrados durante la temporada seca, durante el 2008, el precio de la energía en el mercado se vio fuertemente incrementado.

Mediante la Resolución de Gabinete No.64, del 5 de mayo de 2008, el Consejo de Gabinete ordenó a la ASEP tomar las previsiones necesarias para minimizar el impacto de los altos precios del combustible en la tarifa de electricidad de los clientes.

Por tal motivo, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos por medio de las resoluciones AN No.1683-Elec, AN No.1687-Alec, AN No.1817-Elec y AN No.1923-Elec ordenó redistribuir en el tiempo la recuperación de los Cargos por variación de combustibles.

25. Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros son contratos que originan un activo financiero en una empresa y a la vez un pasivo financiero o instrumento patrimonial en otra empresa.

Los principales riesgos se describen a continuación:

25.1 Administración de riesgo de capital

La Empresa administra su capital para asegurarse de poder:

- Continuar como negocio en marcha mientras maximizan los retornos a los accionistas a través de la optimización del saldo de deuda y capital. La estrategia de la Empresa no ha cambiado desde el año 1998.
- Mantener un capital base lo suficientemente fuerte para soportar el desempeño de su negocio.
- Cumplir con las exigencias de capital exigidas por las instituciones financieras que les han otorgado créditos.

La estructura de capital de la Empresa consiste en deuda financiera, que incluye los préstamos revelados en la nota 13, efectivo y equivalentes de efectivo y el capital atribuible a los accionistas de la Casa Matriz, que comprende capital emitido, las reservas y las utilidades no distribuidas según se indica en las notas 11 y 12, respectivamente.

25.2 Razón de endeudamiento

La Empresa revisa la estructura de capital sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, la Administración considera el costo de capital y los riesgos asociados a cada clase de capital.

La razón de endeudamiento al 31 de diciembre fue como sigue:

	2008	2007
Deuda (i)	150,229,200	120,748,321
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,342,753	5,095,935
Deuda neta	146,886,447	115,652,386
Capital (ii)	115,418,613	126,479,247
Deuda neta a razón de capital	127%	91%

(i) La deuda se refiere a préstamos a largo y corto plazo, como se detalla en las notas 13 y 15.
(ii) El capital incluye todo el capital y las reservas de la Empresa.

25.3 Políticas de contabilidad significativas

Detalle de las políticas de contabilidad significativas y métodos adoptados, incluyendo los criterios de reconocimiento, las bases de medición y las bases en los que los ingresos y gastos son reconocidos, con respecto a cada clase de activos financieros, pasivos financieros e instrumentos de capital son revelados en la nota 3 de los estados financieros.

25.4 Categorías de instrumentos financieros

	2008	2007
Activos financieros		
Al costo amortizado		
Depósitos en bancos	3,342,753	5,095,935
Cuentas por cobrar clientes	60,925,290	50,591,547
Pasivos financieros		
Al costo amortizado		
Deuda financiera	150,229,200	120,748,321
Acreedores comerciales (generación y transmisión)	46,745,557	54,577,580

25.5 Objetivos de la administración de riesgos financieros

Las políticas de administración de riesgo de la Empresa son diseñadas para identificar y analizar estos riesgos, para establecer límites y controles apropiados para el riesgo, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites por medio de sistemas de información fiables y actualizados. La Empresa regularmente revisa sus políticas y sistemas de administración de riesgo para reflejar los cambios en el mercado, los productos y las mejores prácticas.

La administración del riesgo es realizada por la Empresa bajo las políticas, aprobadas por Casa Matriz. La Empresa identifica, evalúa, da cobertura, monitorea y administra los riesgos financieros relacionados a las operaciones de la Empresa a través de reportes internos de riesgos con exposición de riesgo por grado y magnitud de los mismos. Los riesgos incluyen riesgo mercado (incluyendo el riesgo sobre tasa de interés y riesgo de precio), el riesgo de crédito.

25.6 Administración de riesgo de tasa de interés

La Empresa no ha adquirido hasta el presente derivados financieros para protegerse del riesgo de pérdidas por variaciones hacia arriba en las tasas de interés de los préstamos bancarios. La Empresa adquiere su financiamiento principalmente de bancos locales y expresados en US dólares de los Estados Unidos de América a tasa de interés variable.

25.7 Análisis de sensibilidad de tasa de interés

La política de gestión de riesgos establece que el gasto de financiación debe tener un porcentaje de variación reducido. En este sentido, se considera que la volatilidad aceptable para la estructura financiera y de negocios se consigue mediante una estructura de financiación con unos porcentajes de referencia a tipo fijo entre el 55% y el 85% y un variable entre el 45% y el 15%.

Variación Tipo de Cambio

	2008		2007	
	Variación Tipo Interés		Variación Tipo Interés	
	+0,50%	-0,50%	+0,50%	-0,50%
Efecto en el resultado antes de impuestos	(353,695)	353,695	(319,100)	319,100

La deuda a tipo de interés variable está básicamente referenciada al Libor.

25.8 Administración del riesgo de crédito

Es el riesgo de que el deudor o emisor de un activo financiero propiedad de la Empresa no cumpla, completamente y a tiempo, con cualquier pago que debía hacer a la Empresa de conformidad con los términos y condiciones pactados al momento en que la Empresa adquirió el respectivo activo financiero.

El riesgo de crédito de la Empresa es atribuible principalmente a sus deudas comerciales. Los importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones para insolvencias, estimadas por la Administración de la Empresa en función de la experiencia de ejercicios anteriores y de su valorización del entorno económico actual.

El riesgo de crédito de fondos líquidos es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias.

La Empresa no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando la exposición distribuida entre un gran número de contrapartes y clientes. La máxima exposición al riesgo de crédito está representada por el monto en libros de cada activo financiero.

25.9 Administración del riesgo de liquidez

No existe una exposición importante al riesgo de liquidez, ya sea originado por la posibilidad de que los clientes no puedan cumplir con sus obligaciones con la Empresa dentro de los términos normales establecidos, o bien, porque la Empresa tenga dificultades para obtener fondos para cumplir con sus compromisos asociados con activos y pasivos financieros.

26. Aprobación de estados financieros

Los estados financieros correspondientes al ejercicio 2008 fueron aprobados por la administración y autorizados para su emisión el 16 de enero de 2009.

* * * * * *

Deloitte.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Informe de los Auditores Independientes

Estados financieros
Año terminado el 31 de diciembre de 2007

Deloitte - Panamá

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Informe de los Auditores Independientes y Estados Financieros 2007

Contenido **Páginas**

Informe de los Auditores Independientes	1-2
Balance de situación	3
Estado de resultados	4
Evolución de fondos propios	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	7-66

Deloitte, Inc.
Contadores Públicos Autorizados
Apartado 0816-01558
Panamá, Panamá

Teléfono: (507) 303-4100
Facsímile: (507) 269-2386
www.deloitte.com/pa

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
Accionista y Junta Directiva de
Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
Panamá, República de Panamá

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** que comprende el balance de situación al 31 de diciembre de 2007 y el estado de resultados, el estado de ingresos y gastos reconocidos y el estado de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y un resumen de las principales políticas contables aplicadas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno sobre la preparación y presentación razonable de los estados financieros, de manera que éstos no incluyan errores significativos originados por fraudes o errores; seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas; y efectuar estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Nuestro examen fue practicado de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría. Estas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría con el propósito de obtener un razonable grado de seguridad de que los estados financieros no incluyen errores significativos.

Deloitte.

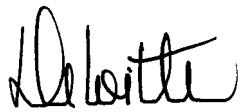
Una auditoría comprende aplicar procedimientos sobre bases selectivas para obtener evidencias sobre los montos y las revelaciones expuestas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación del riesgo de que los estados financieros incluyan errores significativos originados por fraudes o errores. Al realizar esta evaluación de riesgo, el auditor considera el control interno sobre la preparación y presentación razonable de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Asimismo, una auditoría comprende evaluar la apropiada aplicación de las políticas contables y la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la Administración, así como la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión.

Opinión

Como se indica en la Nota 3.8 de los estados financieros, la administración ha registrado un activo regulado por el exceso de costos incurridos no transferidos a los clientes en la tarifa aprobada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 y por el exceso de costos incluidos en la tarifa aprobada por la ASEP para el año terminado el 31 de diciembre de 2006; en nuestra opinión, esto no está acorde con las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta práctica causó que calificáramos nuestra opinión de auditoría sobre los estados financieros relativos al año 2006. Basados en el no reconocimiento de los activos (pasivos) regulados, la utilidad para el año 2007, deberán disminuirse por B/.17,111,413 y aumentarse por B/.4,853,837 para el año 2006, los activos deberían reducirse por el activo regulado por la suma de B/.12,257,576 en 2007 y disminuirse el pasivo regulado por B/.4,853,837 en 2006 y las utilidades acumuladas deberán disminuirse en B/.12,257,576 en 2007 y aumentarse en B/.4,853,837 en 2006.

En nuestra opinión, excepto por los efectos sobre los estados financieros del asunto referido en el párrafo precedente, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** al 31 de diciembre de 2007 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.



1 de febrero de 2008
Panamá, Rep. de Panamá

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Balance de situación
31 de diciembre de 2007
(En balboas)

	Notas	2007	2006
Activos			
Activo no corriente / inmovilizado		**284,476,569**	**271,959,099**
Inmovilizados materiales	5,6	275,379,890	266,233,249
Activos intangibles	7	2,244,817	1,325,217
Inversión en asociada	8	4,576,820	219,300
Activos por impuestos diferidos	22	951,312	2,927,255
Otros activos no corrientes	9	1,323,730	1,254,078
Activo corriente / circulante		**90,212,380**	**65,342,854**
Clientes y otras cuentas por cobrar	5,10	73,964,720	60,021,314
Otros activos corrientes		11,897,704	337,904
Efectivo y equivalentes al efectivo	11	4,349,956	4,983,636
Total		**374,688,949**	**337,301,953**
Fondos propios y pasivos			
Patrimonio neto	12	**126,479,247**	**124,151,913**
Pasivo no corriente / a largo plazo		**135,277,990**	**95,491,943**
Deuda financiera	13,23	85,946,805	59,014,031
Pasivos por impuestos diferidos	22	9,485,091	4,887,056
Otros pasivos no corrientes	14	38,546,094	30,290,856
Provisión para contingencias	21	1,300,000	1,300,000
Pasivo corriente / a corto plazo		**112,931,712**	**117,658,097**
Deuda financiera	15	34,801,516	31,847,844
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	5,16	69,068,774	62,519,593
Otros pasivos corrientes	17	9,061,422	23,290,660
Total		**374,688,949**	**337,301,953**

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Estado de resultados
Año terminado el 31 de diciembre de 2007
(En balboas)

	Notas	2007	2006
Ingresos	5,18	453,517,240	419,683,846
Aprovisionamientos	19	(358,782,990)	(314,006,035)
Gastos de personal	5,20	(6,464,527)	(9,269,365)
Otros gastos	5,20	(26,363,505)	(32,145,757)
Depreciación y amortización	6,7	(14,192,486)	(16,092,681)
Resultado de explotación		**47,713,732**	**48,170,008**
Gastos financieros	20	(6,561,366)	(8,358,966)
Ingresos financieros		1,162,791	1,238,894
Participación en el resultado de asociada		753,763	-
Resultado antes de impuestos		**43,068,920**	**41,049,936**
Impuesto sobre las ganancias	22	(12,367,929)	(12,968,901)
Resultado del ejercicio		**30,700,991**	**28,081,035**

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Evolución de fondos propios
Año terminado el 31 de diciembre de 2007
(En balboas)

	Nota	Capital suscrito	Reservas voluntarias	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2005		**82,652,060**	**5,099,236**	**35,906,512**	**123,657,808**
Resultado del ejercicio		-	-	25,706,740	25,706,740
Dividendos		-	-	(26,987,349)	(26,987,349)
Saldo al 31 de diciembre de 2005		**82,652,060**	**5,099,236**	**34,625,903**	**122,377,199**
Saldo al 1 de enero de 2006		**82,652,060**	**5,099,236**	**34,625,903**	**122,377,199**
Impuesto complementario		-	-	(599,581)	(599,581)
Resultado del ejercicio		-	-	28,081,035	28,081,035
Dividendos		-	-	(25,706,740)	(25,706,740)
Saldo al 31 de diciembre de 2006	**12**	**82,652,060**	**5,099,236**	**36,400,617**	**124,151,913**
Saldo al 1 de enero de 2007		**82,652,060**	**5,099,236**	**36,400,617**	**124,151,913**
Acciones propias		(17,197)	-	-	(17,197)
Impuesto complementario		-	-	(275,425)	(275,425)
Resultado del ejercicio		-	-	30,700,991	30,700,991
Dividendos		-	-	(28,081,035)	(28,081,035)
Saldo al 31 de diciembre de 2007	**12**	**82,634,863**	**5,099,236**	**38,745,148**	**126,479,247**

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)

Estado de flujos de efectivo
Año terminado el 31 de diciembre de 2007
(En balboas)

	Notas	2007	2006
Resultado del ejercicio		**30,700,991**	**28,081,035**
Ajustes al resultado de explotación		17,766,504	20,088,973
Gastos financieros		6,561,366	8,358,966
Ingresos financieros		(1,162,791)	(1,238,894)
Impuesto sobre las ganancias	22	12,367,929	12,968,901
Resultado de explotación		**48,467,495**	**48,170,008**
Ajustes de gastos e ingresos que no producen flujos de efectivo		15,011,330	17,922,242
Depreciación y amortización	6,7	14,192,486	16,092,681
Variación neta de pérdidas por deterioro	6,10	1,572,607	1,829,561
Participación en empresas asociadas		(753,763)	-
Resultado en la enajenación de activos fijos no mantenidos para venta		(277,881)	233,717
Variación neta en gastos e ingresos diferidos		1,040,620	(788,688)
Otros ajustes de partidas que no producen flujos de efectivo		6,573,978	(4,768,481)
Variaciones en el capital circulante		(30,032,849)	14,545,733
Efectivo generado por actividades de explotación		**40,782,693**	**75,314,531**
Pagos por impuesto sobre las ganancias		(20,469,204)	(4,867,626)
EFECTIVO NETO GENERADO POR ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		**20,313,489**	**70,446,905**
Pagos por inversiones		(23,822,570)	(19,828,635)
Cobros por subvenciones oficiales		8,107,820	1,434,261
Cobros de dividendos	8	44,143	28,483
Cobros de intereses		1,017,202	1,223,486
Otros flujos de efectivo empleados en actividades de inversión		(3,589,160)	(96,878)
EFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE INVERSION		**(18,242,565)**	**(17,239,283)**
Flujo neto por pasivos financieros		29,886,446	(17,147,871)
Pagos de intereses		(4,234,590)	(8,142,951)
Dividendos pagados		(28,081,035)	(25,706,740)
Otros flujos de efectivo generados en actividades de financiación		(275,425)	(599,581)
EFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE FINANCIACION		**(2,704,604)**	**(51,597,143)**
Disminución (aumento) neto de efectivo		(633,680)	1,610,479
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO		**4,983,636**	**3,373,157**
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	**11**	**4,349,956**	**4,983,636**

Anexo suplementario de las actividades de inversión
y de financiación no relacionadas con efectivo

Venta de propiedades canceladas con inversión en acciones comunes	**3,603,757**	**-**

Las notas son parte integral de los estados financieros.

1. Información general

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (la Empresa) es una sociedad anónima constituida mediante Escritura Pública No. 147 de 19 de enero de 1998, como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), aprobada por el Consejo de Gabinete de la República de Panamá, a través de la Resolución No. 266 de 27 de noviembre de 1997. La Empresa inició operaciones con fecha efectiva el 1 de enero de 1998 en cuya fecha, el IRHE llevó a cabo la transferencia inicial de los activos y pasivos asignados a la Empresa. La oficina principal de la Empresa está ubicada en Albrook, Avenida Diógenes De La Rosa, Edificio 812.

La Empresa es 51% propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A., mientras que el gobierno panameño y los empleados de la Empresa poseen un 48.24% y 0.76%, respectivamente. Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A. es parte de Unión Fenosa, S.A. - España, la cual a través del Contrato de Operación firmado con Unión Fenosa Internacional, S.A., efectúa la gestión integral de la Empresa, con plenos poderes funcionales, operativos y gerenciales en la Empresa.

Las actividades de la Empresa son: la compra de energía en bloque, el transporte de energía por las redes de distribución, la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los clientes finales, la comercialización de energía a los clientes y la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada. De igual manera, la Empresa tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antes Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Según lo dispuesto en la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, la Empresa puede contar con generación propia hasta por el 15% de la demanda en su área de concesión. Conforme al respectivo contrato de concesión, la Empresa tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a los clientes ubicados dentro de la zona de concesión, que abarca áreas de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos y el área oeste de la provincia de Panamá.

El 22 de octubre de 1998, el Director Presidente de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), antes Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) y el Representante Legal de la Empresa suscribieron el Contrato de Concesión mediante el cual se garantiza la distribución de la energía eléctrica, con exclusividad en la zona de concesión.

Un resumen de las principales cláusulas del Contrato de Concesión se presenta a continuación:

- Se define la zona de concesión como el área geográfica en la cual la Empresa está autorizada a instalar, tener en propiedad, administrar y explotar las redes de distribución y comercialización existentes y por construir. El Estado garantiza al concesionario la exclusividad para la prestación de este servicio dentro de la zona de concesión.

- El contrato tiene una vigencia de quince años (vence el 22 de octubre de 2013). Un año antes de su vencimiento, la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del 51% de las acciones de la empresa titular de la Concesión. Los propietarios del 51% de las acciones de la Empresa podrán participar en este proceso, fijando el precio de las acciones y mantendrán la propiedad de las mismas si se presentan ofertas menores o iguales al precio fijado. Si hubiese una oferta mayor, las acciones serán adjudicadas a esa oferta y, a la fecha de cierre, la ASEP le entregará a los propietarios anteriores de las acciones el monto total que se establezca. En cualquiera de los dos casos, se otorgará una nueva concesión sin pago alguno para el Estado por el derecho de la Concesión.

- Establece disposiciones relacionadas con las obligaciones del Concesionario en materia de prestación de servicio, indivisibilidad del paquete mayoritario de acciones, envío de información técnica y financiera en forma periódica a la ASEP, cumplimiento de estándares técnicos de calidad tales como: normas de calidad, normas de medición y reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), pago de la tasa de control, vigilancia y fiscalización a la ASEP, la cual no podrá ser transferida a los usuarios a través de la tarifa.

- Establece la obligación de mantener la contabilidad de la Empresa, de acuerdo con lo establecido en el Manual para el Sistema Regulatorio Uniforme Contable/Financiero para el Sector Eléctrico que adoptó la ASEP.

- Con la finalidad de garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas, la Empresa contrató una fianza de cumplimiento a favor del ASEP/Contraloría General de la República por B/.10,000,000.

2. Adopción de nuevas normas y de modificaciones a las normas publicadas

2.1 Normas y modificaciones efectivas en el período corriente

En el presente año, la Empresa ha adoptado la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones la cual es efectiva para los informes anuales de los períodos que iniciaron el o después del 1 de enero de 2007.

Adicionalmente la Empresa adoptó las enmiendas hechas a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros, relacionadas con las revelaciones de capital que fueron enmendadas conjuntamente con la emisión de la NIIF 7.

El impacto de la adopción de la NIIF 7 y los cambios a la NIC 1 se han hecho para ampliar las revelaciones presentadas en estos estados financieros relacionadas con los instrumentos financieros de la Empresa y la administración del capital.

Existen cuatro interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones de Información Financiera (IFRIC) las cuales son efectivas para el período actual. Estas son:

- CINIIF 7 Aplicación del Enfoque de Reexpresión establecido en la NIC 29, Reportes Financieros en Economías Hiperinflacionarias;

- CINIIF 8 Alcance de la NIIF 2;

- CINIIF 9 Reevaluación de Derivados Incorporados;

- CINIIF 10 Información Financiera Interina y Deterioro;

La adopción de estas interpretaciones no dio lugar a cambios en las políticas contables de la Empresa.

2.2 Normas e interpretaciones emitidas que no han sido adoptadas

A la fecha de la autorización de estos estados financieros, se han emitido normas e interpretaciones que son relevantes a las operaciones de la Empresa y que son efectivas para los próximos períodos contables. Dichas normas e interpretaciones no han sido adoptadas anticipadamente por la Empresa y se detallan a continuación:

- NIIF 8 Segmentos Operativos - Efectiva para los períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

- CINIIF 11 - NIIF 2 - Transacciones con Acciones de Tesorería y Grupo - Efectiva 1 de marzo de 2007.

- CINIIF 12 Contratos de Servicios de Concesión - Efectiva para los períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

- NIC 1 - Presentación de Estados Financieros - Cambios efectivos a partir del 1 de enero de 2009.

- NIC 23 (Revisada) Costo de Préstamos - Efectiva para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2009.

La Administración anticipa que todos las Normas e Interpretaciones arriba mencionadas serán adoptadas en los estados financieros de la Empresa a partir de los próximos períodos contables y que su adopción no tendrá un impacto material en los estados financieros de la Empresa para el período de aplicación inicial.

3. Políticas de contabilidad más significativas

Las principales políticas de contabilidad utilizadas en la elaboración de los estados financieros, de acuerdo con lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera, han sido las siguientes:

3.1 Declaración de cumplimiento

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

3.2 Base de preparación

Los estados financieros han sido preparados bajo la base del costo histórico

3.3 Inversiones en asociadas

Las asociadas son aquellas entidades en las cuales la Empresa tiene una influencia significativa, pero no control sobre las políticas financieras y operativas. Las inversiones en asociadas se mantienen al costo para aquellas inversiones en donde la participación de la Empresa es menor al 20% y no se tiene influencia significativa. Para las inversiones en donde la participación de la Empresa es mayor al 20% las inversiones se mantienen bajo el método de participación.

Bajo el método de costo, la Empresa reconoce los ingresos de la inversión en la medida en que recibe el producto de la distribución de ganancias acumuladas por la empresa participada.

Los resultados y activos y pasivos de asociadas son incluidos en los estados financieros usando el método de patrimonio. Bajo el método de patrimonio, las inversiones en asociadas son registradas en el balance general al costo más los ajustes posteriores para reconocer la porción de la Empresa en el resultado de la asociada, menos cualquier deterioro en el valor individual de la inversión. Pérdidas en una asociada en exceso de la participación de la Empresa en la asociada son reconocidas, sólo en la medida que la Empresa haya incurrido en obligaciones legales o implícitas, o bien haya efectuado pagos en nombre de la asociada.

3.4 Reconocimiento del ingreso

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, impuestos y otros impuestos relacionados con las ventas.

3.4.1 Ingreso por venta de energía

La Empresa reconoce sus ingresos cuando son facturados a los clientes, lo cual es realizado durante varias fechas del mes. La energía eléctrica suministrada entre la fecha de la facturación en el mes y el cierre del mes, fecha en que se formulan los estados financieros interinos de la Empresa, es registrada como ingresos bajo el método de acumulación, dado que el período habitual de lectura de medidores y de facturación de servicios no coincide con el cierre del mes, basándose en una estimación del consumo y la tarifa promedio del mes.

3.4.2 *Dividendos o ingresos por intereses*

Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable, que es el tipo que descuenta exactamente los futuros recibos en efectivo estimados a lo largo de la vida prevista del activo financiero del importe en libros neto de dicho activo.

Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

3.4.3 *Ingresos por alquiler y otros ingresos*

La Empresa reconoce los cargos por conexión y reconexión, alquiler de postes y cargos por peaje bajo el método de devengado cuando el servicio es provisto. Estos cargos se presentan en ingresos como prestación de servicios comerciales en el estado de resultados.

3.4.4 *Prestación de servicios*

Los ingresos provenientes de contratos de prestaciones de servicios son reconocidos en base al grado de realización del contrato a la fecha del balance de situación.

El grado de realización del contrato es determinado como se indica a continuación:

- Los honorarios por instalación son reconocidos por referencia al grado de realización de la instalación, determinado como la proporción del total de tiempo presupuestado para instalar, que ha transcurrido a la fecha del balance de situación.
- Ingresos por servicios incluidos en el precio de los productos vendidos son reconocidos por referencia a la proporción del costo total de proveer los servicios por los productos vendidos, teniendo en cuenta las tendencias históricas en el número de servicios provistos en ventas de bienes pasadas.
- Ingresos procedentes de contratos de tiempo son reconocidos sobre las tasas contractuales de horas de trabajo que se han suministrado y los gastos directos incurridos.

3.5 Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como arrendamientos financieros siempre que las condiciones de los mismos transfieran sustancialmente los riesgos y ventajas derivados de la propiedad al arrendatario. Los demás arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos.

3.5.1 *La Empresa como arrendataria*

Cuando la Empresa actúa como arrendataria en un contrato de arrendamiento financiero, presentan el costo de los activos arrendados en el balance de situación, según la naturaleza del bien objeto del contrato, y, simultáneamente, un pasivo por el mismo importe (que será el menor del valor razonable del bien arrendado o de la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra). Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al conjunto de las propiedades, mobiliario y equipo.

Los pagos de arrendamientos financieros son divididos en dos partes que representan respectivamente, los cargos bancarios y la reducción de la obligación. La carga financiera se distribuye entre los períodos que constituye el plazo del arrendamiento a fin de asegurar una tasa de interés constante en el saldo de pasivo remanente. Los cargos financieros son registrados directamente en el estado de resultados, a menos que sean directamente atribuibles a activos cualificados, en cuyo caso son capitalizados de acuerdo con la política de la Empresa de costos de deuda. Los pagos contingentes son reconocidos como gastos en los períodos en los cuales son incurridos.

En las operaciones de arrendamiento operativo, la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el bien permanecen en el arrendador.

Cuando la Empresa actúa como arrendataria, los gastos del arrendamiento incluyendo incentivos concedidos, en su caso, por el arrendador, se cargan linealmente al estado de resultados.

3.5.2 *La Empresa como arrendadora*

Cuando la Empresa actúa como arrendadora en un contrato de arrendamiento operacional, presentan el coste de adquisición de los bienes arrendados en el epígrafe de inmovilizado material. Estos activos se amortizan de acuerdo con las políticas adoptadas para los activos materiales similares de uso propio y los ingresos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en la cuenta de pérdidas y ganancias de forma lineal.

3.6 Costes por intereses

Los costes por intereses directamente imputables a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son activos que necesariamente precisan un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al coste de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta previstos.

Los demás costes por intereses se reconocen en resultados en el período en que se incurren.

3.7 *Impuesto sobre beneficios; activos y pasivos por impuestos diferidos*

El gasto por impuesto sobre beneficios representa la suma del gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio y los activos y pasivos por impuestos diferidos.

3.7.1 Impuesto sobre la renta corriente

La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado de resultados porque esta última excluye partidas de ingresos y gastos que son gravables o deducibles en años futuros o que nunca serán gravables o deducibles. El pasivo por impuesto sobre la renta de la Empresa es calculado utilizando la tasa de impuesto vigente a la fecha de los estados financieros.

El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio se calcula mediante la suma del impuesto corriente que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio y después de aplicar las deducciones que fiscalmente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos.

3.7.2 Impuesto sobre la renta diferido

Los activos y pasivos por impuestos diferidos incluyen las diferencias temporarias que se identifican como aquellos importes que se prevén pagaderos o recuperables por las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos y su valor fiscal, así como las bases imponibles negativas pendientes de compensación y los créditos por deducciones fiscales no aplicadas fiscalmente. Dichos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria o crédito que corresponda el tipo de gravamen al que se espera recuperarlos o liquidarlos.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento de otros activos y pasivos en una operación que no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, identificados con diferencias temporarias solo se reconocen en el caso de que se considere probable que la Empresa va a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos y no procedan del reconocimiento inicial de otros activos y pasivos en una operación que no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable. El resto de activos por impuestos diferidos (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) solamente se reconocen en el caso de que se considere probable que la Empresa vaya a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos.

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados (tanto activos como pasivos) con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con los resultados de los análisis realizados.

3.8 *Actividad regulada*

La Empresa está sujeta a las regulaciones por parte de la ASEP. Esta entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Empresa factura a sus clientes.

Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso de la tarifa.

Los activos (pasivos) regulados que se presentan en el balance de situación de la Empresa sumaban B/.12,257,576 que se presentan como otros activos corrientes al 31 de diciembre de 2007 y (B/.4,853,837) como otros pasivos corrientes al 31 de diciembre de 2006.

3.9 *Inmovilizado material*

Los terrenos y edificios adquiridos para el uso en la producción o el suministro de bienes o servicios, o con fines administrativos, se presentan en el balance de situación al coste de adquisición o coste de producción menos su amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.

Las propiedades en construcción para producción o el suministro de bienes y servicios, propósitos administrativos, o propósitos aún no determinados, se registran al costo, menos la pérdida por deterioro reconocida. El costo incluye honorarios profesionales y, para los activos calificados, los costos de préstamos capitalizados de acuerdo con la política contable de la Empresa. La depreciación de esos activos de la misma manera que otros activos de propiedad, comienza cuando los activos están listos para su uso.

Los costes capitalizados incluyen los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la cuenta de resultados por un importe de B/.2,042,326 para 2007 y B/.2,101,299 para 2006.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien objeto, o su capacidad económica, se contabilizan como mayor importe del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se imputan a resultados, siguiendo el principio de devengado, como coste del período en que se incurren.

Las instalaciones y los equipos se registran a su precio de coste menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro de valor reconocida.

La amortización se calcula, aplicando el método de línea recta, sobre el coste de adquisición de los activos menos su valor residual; entendiéndose que los terrenos sobre los que se construyen los edificios y otros inmuebles tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de amortización.

Las dotaciones anuales de los activos se realizan con cargo al estado de resultados, determinados en función de los años de la vida útil estimada, como promedio, de los diferentes elementos.

Los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero se registran en la categoría de activo a que corresponde el bien arrendado, amortizándose en su vida útil prevista siguiendo el mismo método que para los activos en propiedad.

La administración de la Empresa considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, calculando éste en base a los flujos de caja descontados futuros que generan dichos activos, incluida la retribución fija por transición a la competencia.

El beneficio o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de un activo se calcula como la diferencia entre el beneficio de la venta y el importe en libros del activo, y se reconoce en la cuenta de resultados.

3.10 Activos intangibles

Los costes de mantenimiento de los sistemas informáticos se registran con cargo a la cuenta de resultados del ejercicio en que se incurren.

3.10.1 Activos intangibles adquiridos separadamente

Los costos de adquisición de los sistemas de información se reportan al costo menos la depreciación acumulada. La amortización de las aplicaciones informáticas se realiza linealmente de entre tres y cinco años desde la entrada en explotación de cada aplicación. El estimado de vida útil y amortización es revisado al final de cada período anual de reporte y el efecto de cualquier cambio en los estimados se reconoce sobre una base prospectiva.

3.10.2 *Gastos de actividades en desarrollo*

Los gastos de actividades en desarrollo son reconocidos como gastos en el período en el que son incurridos.

Un activo intangible desarrollado internamente proveniente del desarrollo (o desde la fase de desarrollo de un proyecto interno) es reconocido si, y solo si, todos los siguientes aspectos son demostrados:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponibles para su utilización o su venta;
- La intención de completar el activo intangible y usarlo o venderlo;
- La habilidad de usar o vender el activo intangible;
- La forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- La disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros y otros recursos para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible;
- La habilidad para valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

El monto de reconocimiento inicial del activo intangible generado internamente es la suma de los gastos incurridos desde la fecha cuando los activos intangibles cumplieron por primera vez los criterios para su reconocimiento, tal y como se mencionan arriba. Donde los activos intangibles generados internamente no pueden ser reconocidos, los gastos de desarrollos son cargados a resultados en el período en que son incurridos.

Subsiguiente al reconocimiento inicial, los activos intangibles generados internamente son reportados al costo menos la amortización acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas, sobre la misma base sobre en que son reconocidos los activos intangibles adquiridos separadamente.

Las aplicaciones informáticas pueden estar contenidas en un activo material o tener sustancia física, incorporando por tanto elementos tangibles e intangibles. Estos activos se reconocerán como activo material en el caso de que formen parte integral del activo material vinculado siendo indispensables para su funcionamiento.

3.11 Deterioro de valor de activos materiales e inmateriales

En la fecha de cada balance de situación, la Empresa revisa los importes en libros de sus activos materiales e inmateriales para determinar si existen indicios de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro de valor. Si existe cualquier indicio, el importe recuperable del activo se calcula con el objeto de determinar el alcance de la pérdida por deterioro de valor (si la hubiera). En caso de que el activo no genere flujos de efectivo por sí mismo que sean independientes de otros activos, la Empresa calcula el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Un activo inmaterial con una vida útil indefinida es sometido a una prueba de deterioro de valor una vez al año.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los futuros flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor actual utilizando un tipo de descuento antes de impuestos que refleja las valoraciones actuales del mercado con respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo para el que no se han ajustado los futuros flujos de efectivo estimados.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del activo (unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable. Inmediatamente se reconoce una pérdida por deterioro de valor como gasto, salvo cuando el activo relevante se registra a un importe revalorizado, en cuyo caso la pérdida por deterioro de valor se considera una reducción de la reserva de revalorización existente.

Cuando una pérdida por deterioro de valor revierte posteriormente, el importe en libros del activo (unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su importe recuperable, pero de tal modo que el importe en libros incrementado no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro de valor para el activo (unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Inmediatamente se reconoce una reversión de una pérdida por deterioro de valor como ingreso, salvo cuando el activo relevante se registra a un importe revalorizado, en cuyo caso la reversión de la pérdida por deterioro de valor se considera un incremento de valor de la reserva de revalorización.

Al 31 de diciembre de 2007, la administración no ha identificado deterioro de los activos duraderos.

3.12 Instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son reconocidos en el balance de situación de la Empresa cuando éste se ha convertido en parte obligada contractual del instrumento.

3.12.1 *Activos financieros*

3.12.1.1 *Efectivo*

Comprenden las cuentas de efectivo, cuentas corrientes y depósitos libre de gravámenes y con vencimiento a tres meses o menos desde la fecha respectiva del depósito.

3.12.1.2 *Cuentas por cobrar comerciales*

Las cuentas por cobrar comerciales son registradas a su valor nominal, menos la provisión para posibles cuentas incobrables.

3.12.1.3 *Clasificación de activos financieros entre corriente y no corriente*

En el balance de situación adjunto, los activos financieros se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como activos corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como activos no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

3.12.2 *Pasivos financieros*

3.12.2.1 *Préstamos bancarios*

Los préstamos y sobregiros bancarios que devengan intereses se registran por el importe recibido, neto de costes directos de emisión. Los gastos financieros, incluidas las primas pagaderas en la liquidación o el reembolso y los costes directos de emisión, se contabilizan según el criterio del devengado en la cuenta de resultados utilizando el método del interés efectivo y se añaden al importe en libros del instrumento en la medida en que no se liquidan en el período en que se producen.

3.12.2.2 *Cuentas por pagar comerciales*

Las cuentas por pagar comerciales no devengan explícitamente intereses y se registra a su valor nominal.

3.12.2.3 *Instrumentos de capital*

Los instrumentos de capital son registrados cuando se reciben, neto de los costes directos de emisión.

3.12.2.4 *Clasificación de deudas entre corriente y no corriente*

En el balance de situación adjunto, las deudas se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como deudas corrientes aquellas con vencimiento igual o inferior a doce meses y como deudas no corrientes las de vencimiento superior a dicho período.

3.13 Reconocimiento de gastos

Los gastos se reconocen en la cuenta de resultados cuando tiene lugar una disminución en los beneficios económicos futuros relacionados con la reducción de un activo, o un incremento de un pasivo, que se puede medir en forma fiable. Esto implica que el registro de un gasto tenga lugar en forma simultánea al registro del incremento del pasivo o la reducción del activo.

Se reconoce como gasto en forma inmediata cuando un desembolso no genera beneficios económicos futuros o cuando no cumple los requisitos necesarios para su registro como activos.

Asimismo se reconoce un gasto cuando se incurre en un pasivo y no se registra activo alguno, como puede ser un pasivo por una garantía.

3.14 Reconocimiento de coste

El coste de venta es reconocido en el estado de resultados utilizando el método de devengado. Los costos incluyen compra de energía y cargos por transmisión y los costos por compra de energía están compuestos por compra de energía de contratos a corto plazo, a largo plazo y en el mercado ocasional.

El precio de la energía y el consumo está regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cargos por transmisión constituyen costos por conexión y uso de la red de transmisión a una tarifa regulada y aprobada hasta el 30 de junio de 2009.

3.15 Resultado de explotación

El resultado de explotación se presenta después de cargar los costes de deterioro del valor de los activos materiales e intangibles, si los hubiera, pero antes de los ingresos procedentes de inversiones y los gastos financieros.

3.16 Ingreso diferido por contribución

El ingreso diferido por contribución representa los aportes no reembolsables de clientes individuales y promotores de proyectos para la construcción de infraestructuras eléctricas. Cuando se reciben, estos aportes se registran en el balance de situación como un pasivo corriente y se amortiza a ingreso en base a la vida útil estimada del activo recibido.

3.17 Acuerdo de retiro anticipado

La obligación se reconoce cuando el colaborador se acoge al retiro anticipado, las mujeres se pueden retirar a los 53 años y los hombres a los 58 años. El importe se le paga mensualmente hasta llegar a la edad de jubilación y oscila entre el 65% al 85% de su salario mensual.

3.18 Subvenciones de capital

Las subvenciones de capital relacionadas con el inmovilizado material se consideran ingresos diferidos y se llevan a resultados a lo largo de las vidas útiles previstas de los activos pertinentes.

3.19 Compensaciones de saldos

Sólo se compensan entre sí y, consecuentemente, se presentan en el balance de situación por su importe neto los saldos deudores y acreedores con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y se tiene la intención de liquidarlos por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea.

3.20 Procedimientos judiciales y/o reclamaciones en curso

Al cierre del ejercicio 2007 se encontraban en curso distintos procedimientos judiciales y reclamaciones entablados contra la Empresa con origen en el desarrollo habitual de sus actividades. Tanto los asesores legales de la Empresa como sus Administradores entienden que la conclusión de estos procedimientos y reclamaciones no producirá un efecto significativo en las cuentas anuales de los ejercicios en los que finalicen.

3.21 Impacto medioambiental

Dada las actividades a las que se dedica la Empresa, está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno Panameño sancionó una ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente ("ANAM")) y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente.

Al 31 de diciembre de 2007, la Administración ha evaluado la posibilidad de provisión por impacto ambiental y no ha determinado eventos que indiquen la existencia de algún pasivo.

4. Juicios de contabilidad críticos y principios claves para la estimación de la incertidumbre

Al aplicar las políticas de contabilidad de la Empresa, las cuales se describen en la nota 3, los directores deben hacer juicios, estimaciones y supuestos acerca de los valores en libros de los activos y pasivos que no son evidentes partiendo de otras fuentes. Las estimaciones y los supuestos relacionados se basan en la experiencia histórica y otros factores que se consideran relevantes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos subyacentes son revisados de forma regular. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen el período en el cual la estimación es revisada si la revisión afecta solamente ese período, o en el período de la revisión y en períodos futuros si la revisión afecta ambos períodos, el actual y el futuro.

4.1 Juicios críticos en la aplicación de políticas contables

Los siguientes son juicios críticos, diferentes de aquellos que involucran estimaciones (ver punto 4.2 abajo), que los directores han realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Empresa y que tienen los efectos más significativos sobre los montos reconocidos en los estados financieros.

4.1.1 Reconocimiento de ingresos

Al momento de formular sus juicios, la Administración considera los criterios detallados para el reconocimiento de ingresos por energía establecidos en la NIC 18 (Ingresos) y en particular, lo determinan cuando:

1. En el caso de venta de energía, cuando la energía ha sido suministrada a los clientes.

2. En el caso de prestación de servicios, según el grado de terminación de la prestación del servicio brindado.
3. En el caso de venta de bienes, cuando la Empresa ha transferido al comprador los riesgos y ventajas derivados de la propiedad de los bienes.

4.2 Supuestos claves para la estimación

A continuación, las asunciones claves relacionadas al futuro y otros supuestos claves para la estimación a la fecha del balance de situación, que tienen un riesgo significativo de causar ajustes materiales en el valor en libros de los activos o pasivos dentro del siguiente año financiero.

4.2.1 La vida útil del inmovilizado material

La Empresa revisa la vida útil estimada de la propiedad, planta y equipo al final de cada período anual de reporte. Durante el año financiero, los directores determinan si la vida útil de algunos ítems del equipo deben ser disminuidas debido al desarrollo de la tecnología o basados en evidencia disponible sobre indicativos de menor vida útil tomando en consideración reportes internos e información de otras empresas que operan en la industria con activos similares.

	Porcentaje Anual	**Años**
Centrales hidráulicas	2.00%	50
Líneas de transporte	2.50%	40
Sub-estaciones de transformación	2.50%	40
Red de distribución	3.33%	30
Edificios	1.33%	75
Otros elementos del inmovilizado	5.00% a 20.00%	5 a 20

4.2.2 Pérdida por deterioro de elementos materiales diversos

La Empresa considera para efectuar esta provisión, la antigüedad en la rotación de los materiales del almacén, el valor en uso de los elementos materiales, el deterioro físico de los elementos materiales y los cambios en la tecnología.

4.2.3 Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar

Esta provisión se determina según el modelo interno de provisiones basado en experiencias en faltas de pago pasadas e históricos de castigos, clasificación del saldo por cobrar según el estado de suministro, niveles de morosidad y otras condiciones específicas relacionadas con localizaciones geográficas del cliente y convenios en arreglos de pago.

4.2.4 Energía suministrada no facturada

El cálculo de la energía suministrada no facturada se realiza para todos los suministros cuya situación sea activa en el momento de la ejecución del proceso y considera la energía de los días transcurridos desde la fecha de la última lectura facturada hasta el último día del mes para el cual se esta realizando el proceso.

La estimación de la administración considera asunciones sobre dos variables específicas, las cuales se mencionan a continuación:

(1) El consumo promedio de energía para el cual se utiliza la energía del promedio diario de facturación de las tres últimas facturas del suministro multiplicado por los días-sin-facturar. Si el suministro no tiene facturaciones anteriores (mínimo una) el consumo se tomará de la tabla de consumos estándar.
(2) El importe de la energía suministrada no facturada: para calcular el importe se toma la última factura emitida del suministro y se calcula el importe medio de facturación (importe facturado/consumo facturado). Sólo se toma para los cálculos, los importes facturados de energía activa, reactiva y demanda. Los suministros que no tengan histórico de facturas para el cálculo del precio medio, el cálculo del importe se realizará con los valores vigentes de la tarifa del suministro.

4.2.5 Impuesto sobre la renta diferido

Para esto se consideran las diferencias temporales que son las diferencias existentes entre el resultado contable antes de impuestos y el resultado fiscal antes de impuestos y que se originan por los diferentes criterios de imputación de ingresos y gastos desde el punto de vista económico y fiscal y que son aplicables a períodos fiscales futuros.

En todos los casos, la administración reconoce en su balance de situación los pasivos por impuestos diferidos; los activos por impuesto sobre la renta diferido sólo se registran en la medida en que resulte probable que la Empresa disponga de ganancias fiscales futuras contra las que pueda cargar esas diferencias temporales.

5. Saldos y transacciones con empresas del grupo y asociadas

Ciertas partes relacionadas (principalmente compañías afiliadas) y Gobierno, son clientes y proveedores de bienes y servicios de la Empresa en el curso normal del negocio.

Los importes pendientes de pago no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se han otorgado ni recibido garantías. No se ha dotado ninguna provisión para insolvencias en relación con los importes debidos por las partes vinculadas.

A continuación se presenta un resumen de los saldos y transacciones entre partes relacionadas al 31 de diciembre:

	País	2007	2006
Saldos entre partes relacionadas:			
Deudores			
Distribución Eléctrica del Caribe, S.A.	Panamá	5,234	2,768
Distribución Eléctrica del Sur, S.A.	Nicaragua	66,313	-
Electrificadora de la Costa Atlántica, S.A.	Colombia	4,517	-
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	992,213	1,468,669
Soluziona Ingeniería, S.A.	España	83	83
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	1,494,467	659,556
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	2,517	29,703
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	726,647	768,101
Unión Fenosa Internacional, S.A.	España	258,451	213,993
Gobierno y Entidades Autonomas	Panamá	7,966,463	10,615,499
Total		11,516,905	13,758,372
Acreedores			
Distribución Eléctrica del Caribe, S.A.	Panamá	6,589	-
Distribución Eléctrica del Norte, S.A	Nicaragua	8,265	8,265
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	1,900,785	2,731,357
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	3,959	522,759
Soluziona, S.A.	Colombia	-	22,431
Soluziona Software Factory	España	9,525	9,525
Soluziona, S.A.	España	-	101,871
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	3,356,363	90,728
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	240,527	308,786
Unión Fenosa Internacional, S.A.	España	1,855,251	1,358,530
Total		7,381,264	5,154,252

	País	2007	2006
Transacciones entre partes relacionadas:			
Compra de inmovilizados			
Aplicaciones Informáticas			
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	363,160	198,728
Soluziona, Ltd.	Colombia	-	2,639
Sub-total		363,160	201,367
Instalaciones técnicas			
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	-	406,936
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	-	167,653
Unión Fenosa Distribución	España	-	26,195
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	-	3,689
Sub-total		-	604,473
Otro inmovilizado			
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	215,977	43,067
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	76,871	206,350
Sub-total		292,848	249,417
Total compras de inmovilizados		656,008	1,055,257
Ingresos			
Venta de Energía			
Gobierno y Entidades Autónomas	Panamá	52,296,438	57,285,476
Ventas de materiales			
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	-	1,811,108
Otros ingresos			
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A	Panamá	192,959	1,082,924
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	-	128,090
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	690,881	716,383
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	402,196	750
Total de ingresos		53,582,474	61,024,731

	País	2007	2006
Aprovisionamiento:			
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	Panamá	12,900,891	13,581,819
Energía y servicios de Panamá, S.A.	Panamá	3,447,181	-
Otros gastos:			
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	699,632	2,443,746
Soluziona Panamá, S.A.	Panamá	1,031,623	1,614,208
Soluziona, S.A.	España	-	368,295
UFINET Panamá, S.A.	Panamá	1,201,332	1,233,400
Unión Fenosa Internacional, S.A. - asistencia técnica y otros	España	576,950	86,620
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	955,568	86,408
Unión Fenosa Internacional, S.A. - honorarios administrativos	España	2,166,654	2,360,281
Total de gastos		22,979,831	21,774,777

La remuneración al personal clave de la dirección durante los años 2007 y 2006 han sido las siguientes:

	2007	2006
Gastos de personal:		
Salario	215,565	210,075
Gasto de representación	211,336	185,996
Décimo tercer mes y bonificaciones	61,670	59,192
Variable	100,850	101,168
Otros	-	15,296
Total	589,421	571,727

6. Inmovilizados materiales

A continuación se detallan los inmovilizados materiales al 31 de diciembre:

	2006	Traspasos de curso a explotación	Bajas y traspasos	2007
Terrenos y construcciones	25,429,421	843,007	(558,938)	25,713,490
Instalaciones técnicas:				
Centrales hidráulicas	6,529,767	-	(6,529,767)	-
Centrales térmicas	7,011,896	-	(7,011,896)	-
Centrales alternativas				
Líneas de transporte	20,494,958	12,305	-	20,507,263
Sub-estaciones de transformación	29,499,935	-	-	29,499,935
Instalaciones de distribución	357,579,917	20,499,885	(1,151,514)	376,928,288
Instalaciones eléctricas comunicaciones	3,051,632	286,847	(24,671)	3,313,808
Total	424,168,105	20,799,037	(14,717,848)	430,249,294
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otros inmovilizados	22,588,494	960,486	(332,505)	23,216,475
Otros activos en curso	459,112	23,806,362	(22,602,530)	1,662,944

	2006	Dotaciones	Bajas y traspasos	2007
Amortización acumulada:				
Instalaciones técnicas:				
Centrales hidráulicas	4,519,302	-	(4,519,302)	-
Centrales térmicas	6,873,957	-	(6,873,957)	-
Líneas de transporte	8,353,307	511,384	-	8,864,691
Sub-estaciones de transformación	7,003,542	711,298	-	7,714,840
Instalaciones de distribución	158,668,789	10,895,909	(916,468)	168,648,230
Instalaciones eléctricas comunicaciones	1,398,745	301,260	(4,744)	1,695,261
Total	186,817,642	12,419,851	(12,314,471)	186,923,022
Otras amortizaciones:				
Construcciones	9,026,824	249,093	(357,119)	8,918,798
Otro inmovilizado	16,806,644	1,053,221	(336,761)	17,523,104
Total	25,833,468	1,302,314	(693,880)	26,441,902
Valor neto en libros al 31 de diciembre	259,994,022	32,686,727	(25,203,470)	267,477,279

	2005	Traspasos de curso a explotación	Bajas y traspasos	2006
Terrenos y construcciones	25,356,464	72,957	-	25,429,421
Instalaciones técnicas:				
Centrales hidráulicas	6,501,412	28,355	-	6,529,767
Centrales térmicas	6,930,804	81,092	-	7,011,896
Centrales alternativas	465,794	-	(465,794)	-
Líneas de transporte	18,878,999	1,615,959	-	20,494,958
Sub-estaciones de transformación	29,499,935	-	-	29,499,935
Instalaciones de distribución	341,542,012	17,254,827	(1,216,922)	357,579,917
Instalaciones eléctricas comunicaciones	2,893,678	157,954	-	3,051,632
Total	406,712,634	19,138,187	(1,682,716)	424,168,105
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje mobiliario y otros inmovilizados	21,440,798	1,680,139	(532,443)	22,588,494

	2005	Dotaciones	Bajas y traspasos	2006
Amortización acumulada:				
Instalaciones técnicas:				
Centrales hidráulicas	4,389,274	130,028	-	4,519,302
Centrales térmicas	6,871,486	2,471	-	6,873,957
Centrales alternativas	72,404	6,210	(78,614)	-
Líneas de transporte	7,880,817	472,490	-	8,353,307
Sub-estaciones de transformación	6,290,549	712,993	-	7,003,542
Instalaciones de distribución	149,022,338	10,524,235	(877,784)	158,668,789
Instalaciones eléctricas comunicaciones	1,109,206	289,539	-	1,398,745
Total	175,636,074	12,137,966	(956,398)	186,817,642
Otras amortizaciones:				
Construcciones	8,536,114	490,710	-	9,026,824
Otro inmovilizado	15,354,845	1,945,858	(494,059)	16,806,644
Total	23,890,959	2,436,568	(494,059)	25,833,468
Valor neto en libros al 31 de diciembre	253,982,863	6,316,749	(764,702)	259,534,910

La Empresa fue constituida como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La reestructuración incluyó la asignación de los activos productivos del IRHE, (a cada una de las 8 compañías originadas de dicha reestructuración) de acuerdo al valor en libros revelados en los registros contables del IRHE.

Los gastos de explotación directamente relacionados con las construcciones en curso del inmovilizado material activado durante el ejercicio 2007 ascienden a B/.2,042,326 y durante el ejercicio 2006 ascienden a B/.2,101,299.

El importe de los activos materiales en explotación totalmente amortizados al 31 de diciembre de 2007 ascienden a B/.70,745,763 (al 31 de diciembre de 2006 era de B/.74,774,707), para ambos años los bienes totalmente amortizados en su gran mayoría se encuentran en uso.

La Empresa tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

El importe en libros de otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otros inmovilizados incluye un importe de B/.568,538 (B/.492,242 en 2006) en relación con activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero.

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso, neto de provisión para deterioro incluyen la suma de B/.9,756,840 y B/.8,251,731, respectivamente, correspondientes a materiales de almacén.

Los elementos y materiales diversos al 31 de diciembre se desglosan así:

	2007	2006
Material eléctrico, construcción electromecánica	9,366,566	7,503,522
Materiales plásticos y caucho	26,343	20,969
Materiales de seguridad laboral	28,295	23,046
Metales y trabajos de metales	335,636	268,928
Repuestos de producción hidráulica, térmica y otros	-	435,266
	9,756,840	8,251,731
Menos provisión para deterioro	(1,854,229)	(2,012,504)
Total	7,902,611	6,239,227

Las operaciones registradas en la provisión para deterioro por los años terminados el 31 de diciembre, se presentan a continuación:

	2007	2006
Saldo al comienzo del año	2,012,504	1,427,890
Incremento a la provisión cargados a gastos	-	999,992
Cargos a la provisión	(158,275)	(415,378)
Saldo al final del año	1,854,229	2,012,504

7. Activos intangibles

A continuación se detallan los activos intangibles al 31 de diciembre:

	2006	Aumentos	Disminución	2007
Aplicaciones informáticas	17,274,403	1,390,216	(1,319)	18,663,300
Amortizaciones	(15,949,186)	(470,321)	1,024	(16,418,483)
Total	1,325,217	919,895	(295)	2,244,817

	2005	Aumentos	Disminución	2006
Aplicaciones informáticas	16,563,909	710,494	-	17,274,403
Amortizaciones	(15,431,031)	(518,155)	-	(15,949,186)
Total	1,132,878	192,339	-	1,325,217

El importe de aplicaciones informáticas totalmente amortizada al 31 de diciembre de 2007 y 2006 ascienden a B/.15,553,407 y B/.15,264,896, respectivamente. Todas se mantienen actualmente en uso.

8. Inversión en asociada

Participación en empresas del Grupo:

	2007	2006
4,386 acciones de UFINET Panamá, S.A., (17% de participación)	219,300	219,300
13,632,911 acciones de Energía y Servicios de Panamá, S.A. (27.27% de participación)	4,357,520	-
	4,576,820	219,300

Al 31 de diciembre de 2007, se recibieron dividendos por B/.44,143 (2006: B/.28,483).

A continuación se detalla información de las asociadas así como la participación de la Empresa en cada una de ellas

31 de diciembre de 2007:

Asociada	Activos	Pasivos	Capital	Ingresos	Ganancia / (pérdida)
Ufinet Panamá, S.A.	4,485,610	1,637,572	2,848,038	4,654,164	826,841
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	31,651,272	15,449,600	16,201,672	6,411,307	2,764,501

9. Otros activos no corrientes

A continuación el detalle de otros activos no corrientes:

	2007	2006
Fondo de fideicomiso	1,303,667	1,229,629
Otras cuentas por cobrar no corriente	20,063	24,449
Total	1,323,730	1,254,078

10. Clientes y otras cuentas por cobrar

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 los saldos por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar se detallan de la siguiente manera:

	2007	2006
Cuentas por cobrar clientes:		
Consumidores partículares	42,625,085	39,468,768
Gobierno y entidades autónomas	7,966,462	10,615,499
Sub-total	50,591,547	50,084,267
Otras cuentas por cobrar:		
Energía suministrada y no facturada	18,630,228	15,561,025
Desvios tarifarios por costos de abastecimiento	12,257,576	-
Deudores varios y otras cuentas por cobrar	3,422,110	3,989,450
Sub-total	34,309,914	19,550,475
Cuentas por cobrar - empresas del Grupo	3,550,442	3,142,873
Provisión para posibles cuentas incobrables	(14,487,183)	(12,756,301)
Total	73,964,720	60,021,314

10.1 Cuentas por cobrar clientes

Las cuentas por cobrar clientes comprenden cantidades por cobrar por el monto de la facturación de la energía suministrada.

El período promedio de crédito en base a la facturación de energía es de 30 días contados a partir de la fecha de la factura. Una provisión ha sido efectuada para montos estimados irrecuperables por B/.14,487,183 y B/.12,756,301 para el año terminado el 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente. Esta provisión ha sido determinada por referencia a experiencias en faltas de pago pasadas, clasificación del saldo por cobrar, según el estado de suministro y otras condiciones específicas relacionadas con localizaciones geográficas del cliente, convenios en arreglos de pago, etc. La Empresa no ha considerado necesario establecer una provisión para las cuentas por cobrar al gobierno y entidades autónomas.

La administración considera que el valor en libros de los saldos deudores se aproxima al valor razonable.

A continuación se presenta análisis de los saldos deudores, según fecha de facturación y clasificación por el estado de las cuentas:

	Baja forzada	Cortado por impago	Situación correcta	Otros deudores	Total
Corriente	25,565	98,444	29,205,323	1,954,298	31,283,630
30 días	33,879	193,281	7,434,175	-	7,661,335
60 días	163,796	153,670	1,493,247	-	1,810,713
90 días	24,160	132,696	356,050	-	512,906
De 91 días a 1 año	336,644	838,642	1,907,128	-	3,082,414
Más de 1 año	199,492	2,750,075	5,245,280	1,467,812	9,662,659
	783,536	4,166,808	45,641,203	3,422,110	54,013,657
Menos:					
Provisión para posibles cuentas incobrables - clientes	(783,536)	(3,704,118)	(8,531,717)	(1,467,812)	(14,487,183)
Total	-	462,690	37,109,486	1,954,298	39,526,474

	Porcentaje		Monto	
	2007	2006	2007	2006
Gerencia Panamá				
Comercios	30.42%	26.62%	15,391,120	13,330,270
Grandes clientes	9.29%	8.90%	4,700,154	4,459,585
Residenciales	32.85%	30.36%	16,618,838	15,203,276
Industriales	0.93%	0.85%	469,409	423,963
Otros clientes	0.17%	1.80%	87,027	906,427
Gerencia Interior				
Comercios	3.74%	3.34%	1,889,998	1,671,991
Grandes clientes	1.61%	1.57%	815,972	784,937
Industriales	0.45%	4.61%	225,715	2,307,817
Residenciales	4.79%	0.36%	2,422,928	178,435
Otros clientes	0.01%	0.39%	3,923	202,067
Gobierno y entidades autónomas:				
a. Descentralizadas	4.59%	3.79%	2,320,464	1,896,041
b. Entidades autónomas	2.48%	4.63%	1,255,940	2,317,222
c. Gobierno	8.16%	12.25%	4,127,468	6,137,209
d. Municipales	0.52%	0.53%	262,591	265,027
	100.00%	100.00%	50,591,547	50,084,267
Otros deudores			3,422,110	3,989,450
			54,013,657	54,073,717

10.2 Otras cuentas por cobrar

10.2.1 Energía suministrada y no facturada

La Empresa registra una estimación de aquellos servicios suministrados que se encontraban pendientes de facturación al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los cuales ascienden a la suma de B/.18,630,228 y B/.15,561,025; el efecto neto en los resultados fue de B/.3,069,203 y B/.2,199,165, respectivamente.

10.2.2 Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos

Según se establece en el marco regulatorio vigente y dado que los costos estimados de abastecimientos, reconocidos en la tarifa fueron inferiores a los costos reales del año 2007, la Empresa ha reconocido un activo por desvíos tarifarios en el año 2007 por importe por B/.12,257,576. El registro de los desvíos tarifarios al 31 de diciembre de 2007 está acorde al mismo criterios que siguió la administración al 31 de diciembre de 2006 cuando se reconocieron pasivos por el orden de B/.4,853,837, que fueron devueltos al los clientes de la empresa durante el primer semestre de 2007 según lo establecido en el régimen tarifario.

10.2.3 Deudores varios

Los saldos de deudores varios comprenden facturaciones efectuadas por indemnización de terceros, servicios prestados a empresas y otros.

10.2.4 Provisión para posibles cuentas incobrables

Las operaciones registradas en la provisión para posibles cuentas incobrables por los años terminados el 31 de diciembre, se presentan a continuación:

	2007	2006
Saldo al comienzo del año	12,756,301	11,511,354
Incremento a la provisión cargados a gastos	2,737,681	3,846,763
Cargos a la provisión	(1,006,799)	(2,601,816)
Saldo al final del año	14,487,183	12,756,301

La administración considera que el valor en libros de las cuentas por cobrar otras, se aproxima a su valor razonable.

10.2.5 *Subsidio*

La suma de B/.11,770,560 al 31 de diciembre de 2005, correspondía al subsidio otorgado por el Gobierno, producto de desfase en la recuperación del costo de compra de energía, no transferido a clientes de acuerdo a disposición del Gobierno debido a que los ajustes tarifarios son semestrales. Durante el año 2006 el Gobierno canceló la suma de B/.48,444,689 que incluía el saldo al 31 de diciembre de 2005 de B/.11,770,560 como producto de desfases tarifarios no transferidos a los clientes de la Empresa correspondientes al año 2005 y 1er trimestre del 2006. Como parte del pago del subsidio, por parte del Gobierno, la Empresa recibió Nota del Tesoro Nacional por la suma de B/.17,100,000, la cual fue vendida en octubre de 2006, reconociendo una pérdida de B/.384,750.

11. Efectivo y equivalentes de efectivo

Comprende efectivo y depósitos en cuentas corrientes mantenidos por la Empresa para la función de tesorería. El valor en libros se aproxima al valor razonable.

	2007	2006
Cuentas corrientes:		
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	3,378,867	3,943,274
Banco Continental de Panamá, S.A.	-	159,491
Banco Cuscatlán de Panamá, S.A.	6,741	6,913
Banco General, S.A.	551,672	245,604
Banco Nacional de Panamá	381,051	382,365
Citibank, N.A.	-	216,536
Primer Banco del Istmo, S.A.	20,126	22,338
HSBC Bank (Panamá), S.A.	1,608	1,035
	4,340,065	4,977,556
Caja	9,891	6,080
Total	4,349,956	4,983,636

12. Capital suscrito

La composición del capital se resume así:

	2007	2006
Capital suscrito	82,634,863	82,652,060
Reservas de capital	5,099,236	5,099,236
Utilidades no distribuidas	38,745,148	36,400,617
Patrimonio neto	126,479,247	124,151,913

El capital social autorizado de la Empresa es de cincuenta millones (50,000,000) de acciones comunes sin valor nominal, las que se encuentran emitidas en su totalidad. Hasta el año 2007 la Empresa ha readquirido 87,333 (2006: 84,212) acciones por la suma de B/.604,694 (2006: B/.587,497). El bloque del 51% de las acciones de la Empresa fue adquirido mediante la Licitación Pública Internacional No. COMVA-001-98 por Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.; el 49% de las acciones fue retenido por el Estado, de lo cual se reservó el 10% de las acciones para ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de la Empresa. Un resumen de las disposiciones establecidas por la Comisión de Venta de Acciones (COMVA), relacionadas con las acciones de la Empresa, es el siguiente:

- El comprador del bloque de acciones no podrá vender parcialmente dichas acciones mientras se encuentre vigente el contrato de concesión para la distribución de energía eléctrica, el cual tiene un término de 15 años.

- El comprador del bloque del 51% de las acciones de la Empresa, renunció al derecho preferente de compra de las acciones remanentes. Igualmente, existen restricciones aplicables a los compradores de las acciones remanentes.

- El Estado reservó el diez por ciento (10%) del total de las acciones de la Empresa con el propósito de ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de la Empresa. Dichos trabajadores tenían el derecho de adquirir acciones utilizando el monto equivalente a sus prestaciones laborales, incluyendo la indemnización. Estas acciones se reservaron por el término de un año, contado a partir de la firma del contrato de compraventa del bloque de acciones y se vendieron en un seis por ciento (6%) de descuento con respecto al precio unitario pagado en la adquisición de ese bloque de acciones. Vencido el término de un año, cesó el derecho de los trabajadores a comprar estas acciones con descuento y el Órgano Ejecutivo podrá venderlas a través de los procedimientos de bolsa de valores o subasta pública con un límite de 5% de estas acciones por comprador.

El 11 de junio de 2001, la Junta Directiva de la Empresa aprobó la devolución de capital a los accionistas producto de la reasignación del valor de las acciones sin valor nominal de la Empresa.

Con esta nueva reasignación del valor de las acciones, se disminuyó el capital por B/.96,248,814 y, como producto, a cada acción de la sociedad se le asignó un nuevo valor de B/.1.664 por acción, con lo cual el capital pagado de la Empresa se estableció en B/.83,239,557.

Reservas voluntarias

Con fecha 27 de agosto de 1999, la Empresa y el Gobierno de la República de Panamá acordaron compensar, luego de los análisis correspondientes, algunas cuentas que presentaban salvedades en la opinión a los estados financieros correspondiente a la auditoría por los diez meses terminados el 31 de octubre de 1998 y a los dos meses terminados el 31 de diciembre de 1998.

Al 31 de diciembre de 1999, la Empresa terminó el análisis de las cuentas, por lo que procedió a compensar las mismas contra la cuenta de patrimonio, tal como indicaba el Acuerdo.

13. Deuda financiera a largo plazo

El saldo de deuda financiera a largo plazo al 31 de diciembre, es como sigue:

	2007	2006
Banco Atlántico (Panamá), S.A. (ahora Banco General)		
Préstamo con vencimiento en julio del 2009, pagaderos al vencimiento, los intereses son cancelados mensualmente, con garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	8,946,805	9,014,031
Banco General, S.A.		
Préstamo con vencimiento en el 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestral. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	20,000,000	20,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.		
Préstamo con vencimiento en junio del 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestral. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	10,000,000	10,000,000
HSBC Bank (Panamá) S.A.		
Préstamo con vencimiento en junio del 2011, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados trimestral. Garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	20,000,000	20,000,000
BNP Paribas		
Préstamo con vencimiento en diciembre del 2012, pagadero al vencimiento. Los intereses son cancelados semestralmente, con garantía de fianza cruzada de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	27,000,000	
Porción a largo plazo	85,946,805	59,014,031

Los préstamos incluyen cláusulas según las cuales la Empresa no podrá llevar a cabo lo siguientes:

- Fusionarse, disolverse, o liquidar sus haberes, sin previa notificación por escrito a los Bancos con treinta (30) días de antelación.

- Cambiar en forma material su estructura accionarial.

- Efectuar cambios materiales en la naturaleza de sus operaciones.

- Hipotecar, pignorar, dar en fideicomiso, ceder en garantía o de cualquier otra forma gravar o afectar cualquiera de sus activos a favor de cualquier tercero, siempre que dichas operaciones no sean materiales y que a criterio de los Bancos, no afecten la capacidad de los deudores solidarios de cumplir sus obligaciones bajo el presente contrato.

- A no vender o en cualquier forma enajenar o disponer de activos sin el consentimiento previo de los Bancos el cual no será negado o demorado irrazonablemente, salvo que sean dentro del curso normal de los negocios de los deudores, se trate de ventas con contraprestación a valor de mercado, o que no afecten la devolución de este préstamo, en cuyo caso no se requerirá de consentimiento previo.

- Cuando se vaya a producir un cambio de accionariado en las partes deudoras por el que el accionista actual Unión Fenosa, S.A. deje de mantener el cincuenta y un por ciento (51%) del capital social emitido y en circulación, ya sea mediante titularidad directa o indirecta de dicha participación, o deje de controlar la mayoría de los directores de la Junta Directiva de las partes deudores. Las partes deudoras, deberán previamente poner el hecho en conocimiento de los Bancos.

A continuación se presentan las cláusulas de los contratos de préstamos con respecto a información financiera.

- Notificar a los Bancos de inmediato y por escrito, cualquier evento o situación que pueda afectar materialmente el cumplimiento de sus obligaciones.

- Pagar todos los impuestos, tasas y otras contribuciones de naturaleza análoga en sus vencimientos.

- Cumplir con todas las leyes, decretos, reglamentos y regulaciones de importancia que le sean aplicables.

- Mantener en todo momento un nivel de pasivos financieros a EBITDA inferior a cuatro punto veinticinco a uno (4.25:1.0), el cual será medido trimestralmente en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.

- Mantener en todo momento un nivel de Cobertura de Servicio de Deuda medido en base a "EBITDA" entre "Pago de Deuda" de por lo menos uno punto una (1.1) veces, el cual será medido trimestralmente en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.

- Las partes deudoras se obligan a tomar las medidas necesarias para que los Bancos se mantenga durante la vigencia del préstamo en iguales condiciones de garantías y prelación de créditos con las otras entidades financiera que participan en la refinanciación por la suma de cincuenta millones de dólares (USD50,000,000).

- Las partes deudoras deberán mantener al final de cada trimestre una razón de EBITDA combinado del período a gasto combinado de intereses del período de no menos de 3.0 a 1.0.

- Mantener debidamente asegurados los elementos patrimoniales de su activo, de conformidad con las prácticas usuales en el sector.

Con base en los pagos futuros, el préstamo a largo plazo al 31 de diciembre de 2007 y 2006 se resume así:

	2007	**2006**
Hasta 1 año		
De 1 a 2 años	8,946,805	-
De 2 a 4 años	50,000,000	9,014,031
De 4 a 6 años	27,000,000	50,000,000
Total	85,946,805	59,014,031

La tasa de interés promedio pagada por los años terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006 fue de 6.59 % y 6.45%, respectivamente.

Los préstamos fueron contratados a tasas de interés variables, exponiendo a la Empresa a riesgo de interés en los flujos de efectivo.

El préstamo del Banco General, S.A. aun cuando su vencimiento es en junio del 2008, la administración ha clasificado como deuda a largo plazo en vista de que de acuerdo a las condiciones de financiamiento existente, nos da la opción de disponer de los fondos por 3 años contados a partir del año 2006, por lo cual se puede extender nuevamente el vencimiento hasta por 5 años.

14. Otros pasivos no corrientes

A continuación detalle al 31 de diciembre:

	2007	2006
Subvenciones de capital	26,914,453	17,766,013
Fianzas y depósitos recibidos	10,368,357	10,450,332
Acuerdo por retiro anticipado	429,203	751,131
Provisión para indemnización y prima de antigüedad	788,894	590,047
Otros pasivos	45,187	733,333
Total	38,546,094	30,290,856

14.1 Subvenciones de capital

Las subvenciones de capital corresponden, a donaciones recibidas de terceros, y aportes en efectivo recibidas de entidades oficiales, principalmente Fondo de Inversión Social, cuyo destino ha sido mejorar las instalaciones de distribución de energía eléctrica de la Empresa y desarrollo de proyectos de electrificación rural. También, considera los inmovilizados recibidos de la Autoridad de la Región Interoceánica, por infraestructuras transferida de la antigua Zona del Canal.

A continuación se presenta el siguiente detalle de las subvenciones de capital:

	Saldo al 31/12/2006	Monto reconocido como ingresos	Traspasos y aumentos	Saldo al 31/12/2007
Instalaciones técnicas:				
Donaciones oficiales	13,361,213	(845,833)	8,177,450	20,692,830
Donaciones de terceros	4,404,800	(194,787)	2,011,610	6,221,623
Total	17,766,013	(1,040,620)	10,189,060	26,914,453

	Saldo al 31/12/2005	Monto reconocido como ingresos	Traspasos y aumentos	Saldo al 31/12/2006
Instalaciones técnicas:				
Donaciones oficiales	14,014,766	(653,553)	-	13,361,213
Donaciones de terceros	3,105,674	(135,135)	1,434,261	4,404,800
Total	17,120,440	(788,688)	1,434,261	17,766,013

Las adiciones producidas en el año 2007 corresponden principalmente a aportes del Fondo de Inversión Social para la construcción de líneas de distribución y otros aportes de terceros.

14.2 Fianzas y depósitos recibidos

De conformidad con los contratos de suministro de energía eléctrica, la Empresa exige un depósito al cliente (consumidor) como garantía por el pago de la energía consumida, el cual debe ser devuelto a la terminación del contrato, previo descuento de la suma adeudada por el cliente.

Con respecto a los depósitos recibidos con posterioridad a la vigencia del pliego tarifario, el ASEP emitió las Resoluciones Nos. JD-219 de 31 de marzo de 1998 y JD-761 de 8 de junio de 1998, las cuales establecen que en aquellos casos que el cliente haya mantenido buen historial de pago, los depósitos deberán devolverse, a más tardar, un año después de la firma del contrato y mientras la Empresa mantenga el depósito, deberá pagar intereses en forma semestral.

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 la Empresa mantiene depósitos recibidos de clientes por las sumas de B/.12,862,857 y B/.12,845,832 e intereses acumulados por pagar generados por los depósitos, por las sumas de B/.610,056 y B/.983,985, respectivamente. A continuación se presenta el movimiento de la cuenta durante el año:

	2007	2006
Saldo al comienzo del año	13,829,817	13,810,430
Depósitos nuevos suministros	2,123,686	3,009,089
Intereses	46,425	583,741
Depósitos devueltos a los clientes	(2,106,661)	(3,100,715)
Intereses pagados	(420,354)	(472,728)
Saldo al final del año	13,472,913	13,829,817
Menos porción corriente:		
Fianzas y depósitos recibidos	2,494,500	2,395,500
Intereses	610,056	983,985
Total de fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	10,368,357	10,450,332

14.3 Provisión para prima de antigüedad e indemnización

El código de trabajo establece que el empleador pagará a los empleados el reconocimiento de una prima de antigüedad por servicios que es pagadero cualquiera que sea la razón de la terminación del empleado. La Empresa ha establecido una provisión, la cual se calcula sobre la base de una semana de indemnización por cada año de trabajo, o lo que es igual al 1.92% sobre los salarios pagados durante el año.

La Ley 44 de 12 de agosto de 1995 establece la obligación de los empleadores a constituir un fondo de cesantía para pagar a los empleados la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado. Consecuentemente, la Empresa estableció una provisión para el fondo de cesantía basada en el 5% de la cuota mensual de la indemnización que tendría que pagar a los empleados en caso de un despido injustificado.

Al 31 de diciembre de 2007, la Empresa mantenía un fondo de fideicomiso con un agente fiduciario por la suma de B/.1,303,667 y B/.1,229,629 al 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente, el cual se presenta en el rubro de otros activos no corrientes del balance de situación.

15. Deuda financiera a corto plazo

El saldo de la deuda financiera a corto plazo, es como sigue:

	2007	2006
Sobregiros bancarios:		
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.	11,512,955	24,592,579
The Bank of Nova Scotia	19,920,040	2,633,793
Citibank, N.A.	2,505,241	2,000,000
BNP Paribas	863,280	2,621,472
Total	34,801,516	31,847,844

La deuda financiera a corto plazo está garantizada con fianza cruzada de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. Las facilidades de crédito son revisadas anualmente.

Al 31 de diciembre de 2007, la Empresa contaba con B/.96,500,000 (B/.94,990,445 en 2006) disponibles en las líneas de crédito contratadas, con respecto a las que se han cumplido las condiciones de cada contrato, garantizadas con fianzas cruzadas de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Al 31 de diciembre de 2007 la Empresa tenía concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de B/.61,698,484, lo que cubre suficientemente cualquier necesidad de la Empresa de acuerdo con los compromisos existentes a corto plazo.

Los préstamos y sobregiros han devengado una tasa de interés promedio en el año 2007 y 2006 de 6.59% y 6.45%, respectivamente.

La administración considera que el valor en libros de los préstamos por pagar a corto plazo se aproxima a su valor razonable.

16. Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar

A continuación el detalle al 31 de diciembre:

	2007	2006
Generación y Transmisión:		
AES Panamá (Empresa de Generación Eléctrica)	24,203,632	17,145,411
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A.	13,990,775	9,224,407
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S.A.	2,717,148	4,569,659
Pedregal Power Company, S.A.	898,774	2,294,281
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	2,821,206	2,835,335
Pan AM Generating, Ltd.	1,062,630	4,909,955
Autoridad del Canal de Panamá	7,504,466	8,857,536
Elektra Noreste, S.A.	329,374	300,955
Corporación Panameña de Energía, S.A.	469,382	325,658
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	334,846	-
Hidro Panamá, S.A.	158,033	164,858
Otras	87,314	97,507
Sub-total	54,577,580	50,725,562
Deudas con empresas del Grupo	7,381,264	5,154,252
Otros proveedores	7,109,930	6,639,779
Total	69,068,774	62,519,593

La administración considera que el valor en libros de las cuentas por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

17. Otros pasivos corrientes

A continuación el detalle al 31 de diciembre:

	2007	2006
Acuerdos de retiro anticipado	100,842	973,834
Administración pública	1,935,476	315,086
Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos	-	4,853,837
Fianzas y depósitos recibidos	2,494,500	2,395,500
Impuesto sobre la renta	-	8,101,275
Intereses fianzas, depósitos y otros	966,125	1,360,651
Remuneraciones pendiente de pago	1,380,063	1,885,354
Subsidios recibidos para aplicar a clientes	1,773,890	2,810,894
Otras deudas a corto plazo	410,526	594,229
Total	9,061,422	23,290,660

De acuerdo al marco regulatorio vigente, los costos de abastecimiento son un pass-through en la tarifa de los clientes finales. En vista de que los costos estimados de abastecimientos, reconocidos en la tarifa fueron superior a los costos reales, la Empresa ha reconocido una provisión para la incorporación de este importe el fue reconocido en la actualización tarifaria del 2007 por B/.4,853,837.

Los subsidios registrados corresponde a lo acordado en la Ley 15 de febrero de 2001 que establece el régimen y procedimiento a los que se sujetarán los subsidios destinados a los clientes del servicios público de electricidad, cuyo consumo califica como consumo básico o de subsistencia, y en el cual la administración y aplicación esta a cargo de la Empresa, para la cual la Empresa efectúa una retención a algunos clientes y a su vez le concede un descuento a aquellos clientes sujetos al subsidio de acuerdo a lo que define la Ley como clientes de consumo básico o de subsistencias.

18. Ingresos

A continuación detalle de ingresos:

	2007	2006
Venta de energía:		
Energía facturada a los clientes	433,567,461	379,389,078
Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos	12,257,576	(4,853,837)
Subsidio	-	36,677,429
Cambio neto en la energía no facturada	3,069,203	2,199,165
Total de venta de energía, neto	448,894,240	413,411,835
Otros ingresos:		
Prestación de servicios comerciales	1,242,675	1,279,424
Ingresos accesorios y otros de gestión	1,132,738	1,728,302
Venta de materiales a empresas del Grupo	411,027	1,811,108
Otros	1,836,560	1,453,177
Total de otros ingresos	4,623,000	6,272,011
Total de ingresos	453,517,240	419,683,846

19. Aprovisionamientos

La Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 estableció la obligación de suscribir contratos de compraventa de energía, previa aprobación de la ASEP. En cumplimiento de esta Ley, la Empresa ha suscrito diversos contratos (expresados en dólares de los Estados Unidos de América) que le otorgan el derecho de uso de la "Potencia Firme Contratada", medida en el Punto de Interconexión, cuyo suministro garantiza la Empresa de Generación bajo los términos y condiciones pactados en el Contrato y la prioridad de uso ante una condición de racionamiento de la Energía Asociada, definida como el compromiso de suministro horario de energía del Vendedor (Empresa de Generación) al Comprador (Empresa de Distribución).

Un resumen de las cláusulas más importantes de estos contratos se presenta a continuación:

- Las partes se rigen por las Reglas para el Mercado Mayorista establecidas en la Resolución de Junta Directiva No. 605 de la ASEP de 24 de abril de 1998 y modificaciones. Las Reglas del Mercado tendrán prelación sobre los Documentos de Contrato para resolver cualquier discrepancia, contradicción o conflicto entre ambos.

- La Empresa debe mantener un depósito de garantía por un monto igual a un mes de la facturación media anual de la potencia y energía. La Empresa ha contratado las respectivas fianzas de cumplimiento a favor de las Empresas de Generación Eléctrica.

- Los contratos establecen que el vendedor debe presentar la cuenta mensual dentro de los primeros cinco días calendarios del mes siguiente del mes vencido. La cuenta mensual debe ser pagada por el Comprador dentro de los treinta días calendario de presentada la cuenta mensual; sin embargo, la Empresa tiene hasta cinco días para rechazar o aceptar la factura.

- En caso de incumplimiento por parte de la Empresa, el Vendedor podrá dar aviso de terminación del Contrato ante cualquier contravención material del Contrato que no sea remediada dentro de treinta días, y que haya sido notificada por escrito, indicando la violación en cuestión, en detalle y exigiendo el remedio de ella, por el no pago de la cuenta mensual por servicios prestados y por cualquier alteración o modificación fraudulenta en el sistema de medición; en ambos casos, la Empresa dispondrá de cuarenta y ocho horas para remediar el incumplimiento.

- Según lo requerido por la Ley, las empresas que suscriban el Contrato deben pagar individualmente a las autoridades correspondientes, todos los impuestos nacionales, provinciales, municipales y otros impuestos legales, derechos de aduana, cánones u otras imposiciones presentes y futuras que sean aplicables a sus respectivas instalaciones, otros activos y actividad comercial o industrial.

La Empresa paga un monto por pérdida de energía de transmisión trasladado a la tarifa, el mismo es calculado por el Centro Nacional de Despacho, con base en la energía mensual en MWh adquirida a través de la red, el porcentaje asignado de pérdidas según el nodo donde recibe la energía y el precio de la energía en el mercado mayorista. El valor de estas pérdidas se determina de acuerdo con las Reglas del Mercado Mayorista. De igual modo se pagan al mercado mayorista los costos por los servicios auxiliares y sobrecosto por generación obligada.

El desglose de este epígrafe es como sigue:

	2007	2006
Compras	345,882,099	298,652,009
Gasto de transporte de energía	12,900,891	13,581,819
Costos de materiales vendidos y otros	-	1,772,207
Total	358,782,990	314,006,035

20. Gastos

Los gastos por los años terminados el 31 de diciembre, se detallan a continuación:

	2007	2006
Salarios y beneficios a empleados:		
Retribuciones salariales	6,737,394	9,264,287
Seguridad social	917,828	931,055
Otros beneficios a empleados	851,631	1,175,322
	8,506,853	11,370,664
Menos gastos incluidos en el costo de los activos que califican	(2,042,326)	(2,101,299)
Sub-total	6,464,527	9,269,365
Otros gastos generales y administrativos:		
Reparaciones y conservación	6,523,310	6,382,095
Servicios profesionales independientes	4,390,447	4,344,131
Trabajo de comercial contratados	3,855,866	4,684,272
Dotación, provisión de insolvencias clientes	2,737,681	3,746,632
Tributos	2,696,697	2,739,331
Suministros (agua, luz, teléfono, correo y carburante de vehículos)	2,095,848	2,327,284
Vigilancia	609,935	607,580
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	868,685	2,236,640
Arrendamientos y cánones	634,157	683,024
Gastos de viaje	549,727	749,386
Prima de seguros	516,379	451,405
Pérdidas por descartes de inmovilizado material	193,361	285,250
Material de oficina	236,546	340,477
Servicios de limpieza	266,336	272,373
Multas y sanciones	72,931	1,364,889
Servicios bancarios y similares	74,863	352,337
Gastos varios	40,736	578,651
Sub-total	26,363,505	32,145,757
Gastos financieros:		
Intereses sobre:		
Préstamos bancarios a largo plazo	2,775,022	3,775,576
Préstamos a corto plazo	3,543,086	3,521,323
Fianzas y depósitos recibidos y otros	243,258	583,741
Amortización de gastos de formulación de deudas	-	478,326
Total de costos de préstamos	6,561,366	8,358,966
Total	39,389,398	49,774,088

	2007	2006
El número medio de empleados se detalla así:		
Directivos	17	18
Técnicos y administrativos	248	248
Jurídicos	3	2
Auxiliares de oficina, profesionales de oficio y peonajes	137	154
Total	405	422

La disminución del personal de la Empresa, en su mayoría, se debió a la salida del personal que laboraba en la actividad de generación en el 2006.

21. Compromisos y contingencias

21.1 Litigios pendientes

La Empresa está sujeta a litigios y reclamos originados en el curso normal de sus operaciones. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Empresa tiene demandas en su contra por la suma de B/.1,236,041,960 y B/.36,123,306, respectivamente, más las costas legales. La administración, después de consultar a sus asesores legales y evaluar la evidencia disponible a la fecha del balance de situación sobre probabilidades y montos de pérdida, ha establecido provisión para posibles pérdidas por la suma de B/.1,300,000, la cual es reportada en el balance de situación en el rubro de provisiones para contingencias.

La Empresa mantenía acciones legales en contra de la Resolución JD-5954 de fecha 11 de abril de 2006, mediante la cual la ASEP le ordenó “a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. devolver a sus clientes de las tarifas BTS, BTH, BTD, MTD, la suma de VEINTICUATRO MILLONES NOVECIENTOS MIL BALBOAS (B/.24,900,000) cobrada en exceso”, para lo cual la Empresa ha interpuesto los recursos legales correspondientes y de acuerdo a la opinión de la administración, sus asesores legales internos y externos, si se respeta lo dispuesto en el Contrato de Concesión y en la Resolución que aprueba el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa, así como si se valoran correctamente las pruebas promovidas, el fallo debería favorecer a la Empresa.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) por medio de la resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006 aprobó el Régimen de Distribución y Comercialización que estaría vigente desde julio de 2006 a junio de 2010, que incluye las siguientes consideraciones:

- No estableció que la estimación de los activos fijos se hará a partir del valor, a su costo original que consta en los libros de contabilidad del concesionario al inicio del período tarifario, más las inversiones netas de cada año, como lo dispone el artículo 103 de la Ley 6.

- No se consideró que lo que debe estimar bajo el supuesto de eficiencia económica, son las inversiones que el concesionario haga durante el período y, no las que hizo antes del inicio del período tarifario.

- No se reconoció que de conformidad con el artículo 103 de la Ley 6, entre los costos que constituyen el valor agregado en distribución, se incluye el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución, ya sean técnicas o no técnicas (ejemplo: energía consumida mediante fraude).

- Se está violando el criterio de suficiencia financiera, no determinó que el recargo por bajo factor de potencia no sólo debe ser facturado sobre la energía, sino también sobre la demanda o potencia.

- Se violó el criterio de transparencia recogido en la Ley 6 de 1997, porque no ha tomado en cuenta que no es posible definir las ecuaciones de eficiencia si todavía no se conocen las empresas compradoras.

- No se tomó en cuenta que al hacer la revisión del Ingreso Máximo Permitido no es cualquier variable la que puede ser objeto de revisión, porque por ejemplo, por disponerlo así el Contrato de Concesión de nuestra demandante, la variación en las ventas, en la cantidad y/o tipo de cliente no constituye grave error de cálculo que posibilite una revisión extraordinaria de las tarifas.

- No se ha tomado en cuenta que, para que la Empresa pueda establecer el Pliego Tarifario, ya esta entidad debía haber aprobado el Ingreso Máximo Permitido seis meses antes de la entrada en vigencia el Régimen Tarifario y no lo ha hecho.

- No ha tomado en cuenta que el cargo de reconexión no debe estar limitado por el cargo de conexión, porque en el primero nuestra demandante incurre en mayores costos que en el segundo.

- No ha considerado que la actualización de los cargos de conexión y reconexión se debe hacer utilizando directamente el Índice de Precios al Consumidor (IPC), ya que se refieren sólo a los costos de mano de obra y de los materiales locales.

- No se tomó en cuenta que los cargos por uso de la red que se le cobra a los grandes clientes, a los autogeneradores y a los cogeneradores no puede ser igual que el que se le cobra a los clientes regulados.

El 26 de mayo de 2006 presentó demanda contencioso administrativa de plena jurisdicción contra la Resolución No. JC-5863 de 17 de febrero de 2006, mediante la cual se aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, el cual regirá del 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

Solicitamos a la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia que declare la ilegalidad de varios artículos de la Resolución No. JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y que dictara normas de reemplazo y que se le ordenara al entonces Ente Regulador que acoja todas las modificaciones y correcciones, a fin de que cumpla con lo dispuesto en la Ley 6 de 1997 y lo acordado en el Contrato de Concesión de la Empresa y se enmiende el daño económico causado a la Empresa, lo cual debe hacerse mediante una recuperación, en un término no mayor de cuatro (4) años, a través del establecimiento de un cargo tarifario adicional al Pliego Tarifario de la Empresa vigente a la fecha en que dicha recuperación se lleve a cabo.

La Administración considera que el resultado final de este procedimiento no tendrá un impacto material en su condición financiera, resultados de su operación, o en sus flujos de efectivo.

Samba Bonita Power & Metals, S.A. demandó de forma solidaria a la Empresa y a EDECHI por la suma de B/.1,185,000,000 como indemnización por los supuestos daños y perjuicios causados por la demandadas al supuestamente frustrar el perfeccionamiento del contrato No. 14-06 para el suministro de potencia firme y energía.

Debemos aclarar que la cuantía de esta demanda deberá ser probada por la parte demandante. En este sentido, cabe destacar que, dada la magnitud de la cuantía reclamada en este proceso, consideramos que es poco probable que la parte actora logre demostrar que ha sufrido daños y perjuicios por esa suma.

21.2 Garantías

La Empresa mantiene fianza solidaria sobre las obligaciones que mantiene Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. con entidades financieras. El saldo de dichas obligaciones al 31 de diciembre de 2007 y 2006, asciende a B/.24,496,715 y B/.20,049,949, respectivamente.

21.3 Compra de energía

Al 31 de diciembre de 2007, la Empresa había firmado contratos para el suministro de la potencia firme y la energía asociada requerida y los términos de compra de capacidad a largo plazo con las siguientes compañías generadoras:

Generadora	MW (por mes)	Comienzo	Final
Fortuna, S.A.	de 0 a 77	1/1/2005	31/12/2008
Fortuna, S.A.	de 20 a 70	1/1/2005	31/12/2008
Fortuna, S.A.	de 99 a 4	1/1/2005	31/12/2008
Fortuna, S.A.	de 5 a 10	1/7/2007	31/12/2009
Fortuna, S.A.	105	1/1/2009	31/12/2018
AES Panamá, S.A.	62.78	23/11/2003	20/11/2013
AES Panamá, S.A.	15	1/1/2011	31/12/2020
AES Panamá, S.A.	de 109 a 196	1/1/2009	31/12/2018
AES Panamá, S.A.	de 1 a 66	1/1/2005	31/12/2008
Copesa	35	1/1/2006	31/12/2008
ACP	20	1/1/2007	31/12/2008
BLM Corp., S.A.	82.5	1/1/2007	31/12/2008
Hidromáquinas, S.A.	1.9	1/6/2009	31/12/2018
Generadora del Atlántico, S.A.	de 31.95 a 45	1/6/2009	30/06/2014
Inversiones y Desarrollo Balboa, S.A.	de 22.03 a 49.445	31/12/2008	30/06/2014
ESEPSA, S.A.	1.44	1/7/2009	30/06/2014

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, existen fianzas de cumplimiento con las empresas Generadoras de Energía, el Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y de servicios de generación, por un monto de B/.41,704,828 y B/.34,384,833, respectivamente.

La Empresa, producto de los contratos a largo plazo antes señalados, mantiene obligaciones contractuales como se detalla a continuación:

2008	155,450,345
2009	129,617,724
2010	121,530,511
2011	156,887,293
2012	175,530,789
De 2013 en adelante	592,229,238
	1,331,245,900

21.4 Cargos por transmisión

La Empresa paga una tarifa regulada a Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), una compañía propiedad del Gobierno de Panamá, por conexión y uso del sistema de transmisión. La tarifa actual vence el 30 de junio de 2009. La Empresa tiene cartas de crédito por la suma de B/.19,592,158 a favor de ETESA como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional.

21.5 Desembolsos de capital

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Empresa mantiene contratos relacionados con inversiones en activos fijos, así como para la compra de otros bienes y servicios por un monto de aproximadamente B/.9,124,333 y B/.6,517,409, respectivamente.

21.6 Contrato de administración

La Empresa mantiene contrato por servicios de administración con Unión Fenosa Internacional, S.A., una empresa establecida y existente bajo las leyes del Reino de España. De acuerdo al contrato, la Empresa deberá pagar honorarios anuales como compensación de las obligaciones establecidas bajo este acuerdo al 4% de la utilidad antes de depreciación, intereses e impuesto sobre la renta.

21.7 Arrendamientos

A la fecha del balance de situación, la Empresa tenía compromisos contingentes por arrendamientos operacionales no cancelables, los cuales pueden ser cancelados como se muestra a continuación:

Dentro de un año	247,551
De dos a tres años	465,490
De cuatro a 5 años	52,496
Más de 5 años	17,100
Total	782,637

Los pagos de alquileres bajo arrendamientos operativos, principalmente para uso de oficina, al 31 de diciembre de 2007 y 2006, fueron de B/.295,339 y B/.324,822, respectivamente.

22. Impuesto sobre beneficios estimado

De acuerdo con las disposiciones fiscales vigentes en la República de Panamá, las ganancias obtenidas por la Empresa por operaciones locales están sujetas al pago del impuesto sobre la renta, las obtenidas por depósitos a plazo están exentas del pago del impuesto sobre la renta.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta de la Empresa, inclusive la del año terminado el 31 de diciembre de 2007, están sujetas a revisión por las autoridades fiscales para los tres últimos períodos fiscales, según regulaciones vigentes.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas fiscales, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades fiscales para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos fiscales, cuyo importe no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva.

Durante el año 2003, la Dirección General de Ingresos del Ministerio de Economía y Finanzas revisó las declaraciones de rentas de los años 2001 y 2002 y, al respecto, ésta indicó que había identificado una contingencia relacionada con impuestos no retenidos; no obstante, la Administración interpuso recursos de reconsideración presentados contra liquidaciones adicionales de la Administración Regional de Ingresos de la Provincia de Panamá, y que guardan relación con supuestas retenciones dejadas de pagar por dichas empresas en relación con pagos efectuados a Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior, S.A., por razón de Contrato de Operación celebrado con dicha empresa y en concepto de "fee de operación". De conformidad con la información hasta ahora examinada, consideran que las liquidaciones adicionales antes mencionadas, no tienen asidero de conformidad con la normativa vigente. No obstante, se ha sometido en primera instancia, a consideración de la propia Administración Provincial de Ingresos, y en momento oportuno, se presentará recurso de apelación ante el Comité de Apelaciones de la Dirección General de Ingresos. Consideramos que las posibilidades de éxito son buenas, por lo cual no se ha efectuado provisión para está contingencia. Dichos alcances en la actualidad son por la suma aproximada de B/.2,918,000, y en caso de no prosperar los recursos presentados, se tendría igualmente que pagar los intereses de mora causados.

La Empresa está registrada en el régimen de Estabilidad Jurídica a las Inversiones según lo que dispone la ley 54 de 22 de julio de 1998; este registro se hace según resuelto # 0061 de 20 de junio de 2000, expedido por la Dirección Nacional de Desarrollo Empresarial del Ministerio de Comercio e Industrias y hasta por un término de 10 años. De acuerdo con lo que señala la ley antes referida, la Empresa gozará de manera automática, desde el momento en que se otorgue el Certificado de inscripción en el Registro de garantías de estabilidad jurídica, o sea, el congelamiento de las condiciones jurídicas vigentes al momento de obtener el Certificado de Inversión. En consecuencia, la Empresa mantiene estabilidad impositiva, es decir mantiene el régimen tributario existente al momento de su inscripción. Por ello en pago del impuesto de licencia comercial y la tasa única de sociedades anónimas mantienen sus importes aún cuando la ley fiscal los ha incrementado

La provisión para el gasto de impuesto sobre la renta para los años terminados el 31 de diciembre, es el siguiente:

	2007	2006
Corriente	5,793,951	17,737,382
Diferido	6,573,978	(4,768,481)
Total	12,367,929	12,968,901

Los rubros significativos con efectos impositivos que componen el activo y el pasivo de impuesto diferido incluido en el balance de situación al 31 de diciembre, se detallan a continuación:

	Provisión para inmovilizado material	Provisión de gasto de personal	Energía suministrada, no facturada	Combustible y ajuste tarifario	Provisión para posibles cuentas incobrables	Provision para gasto de Indem nización	Total
Saldo al 1 de enero de 2006	428,365	601,828	(4,008,558)	(3,531,168)	(218,749)		(6,728,282)
Débito (crédito) a pérdidas o ganancias durante el año	(124,613)	175,524	(659,749)	4,987,319	-	390,000	4,768,481
Saldo al 31 de diciembre de 2006	303,752	777,352	(4,668,307)	1,456,151	(218,749)	390,000	(1,959,801)
Saldo al 1 de enero de 2007	303,752	777,352	(4,668,307)	1,456,151	(218,749)	390,000	(1,959,801)
Débito (crédito) a pérdidas o ganancias durante el año	-	(519,792)	(920,762)	(5,133,424)	-	-	(6,573,978)
Saldo al 31 de diciembre de 2007	303,752	257,560	(5,589,069)	(3,677,273)	(218,749)	390,000	(8,533,779)

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2005, la Empresa ajustó contra resultados del período activo por impuesto diferido producto de provisiones para posibles cuentas incobrables por B/.1,162,500, ya que según la evaluación de la evidencia disponible, la realización de este activo era incierta.

Algunos activos y pasivos diferidos han sido compensados de acuerdo a las políticas contables de la Empresa. A continuación se presenta un análisis de los activos y pasivos diferidos (después de la compensación) para propósito del balance de situación:

	2007	2006
Activo por impuesto diferido	951,312	2,927,255
Pasivo por impuesto diferido	(9,485,091)	(4,887,056)
Total	(8,533,779)	(1,959,801)

El activo diferido se reconoce con base a las diferencias fiscales deducibles considerando sus operaciones pasadas y las utilidades gravables proyectadas, las cuales se espera sean por el método tradicional, que consideran la aplican de las diferencias temporales deducibles.

A continuación se presenta conciliación del impuesto sobre la renta calculado, aplicando la tasa reglamentaria a la utilidad según el estado de resultados, con la provisión para impuesto sobre la renta mostrado en dicho estado:

	2007	2006
Ganancia contable	42,315,157	41,049,936
Menos diferencias permanentes negativas		
Ingresos financieros	(185,623)	(192,001)
Dividendos recibidos	(44,143)	(28,483)
Discapacitados	(121,653)	(141,930)
Ganancia en venta de mueble e inmuebles	(470,539)	-
Reversión de multa ejercicio anterior	(383,000)	-
Descarte de materiales	(158,276)	-
Más diferencias permanentes positivas		
Gastos no deducibles	274,508	2,542,147
Más (menos) efecto fiscal de diferencias temporales		
Diferencias positivas	(6,586,482)	5,774,864
Diferencias negativas	(15,326,780)	10,120,072
Renta gravable	19,313,169	59,124,605
Impuesto causado	5,793,951	17,737,382

23. Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2007 y 2006 están basados en la información disponible a la fecha del balance general. La Empresa no tiene conocimiento de ningún factor que afecte significativamente los valores razonables estimados de los activos y pasivos financieros como el efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda a corto y largo plazo.

Efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda a corto plazo - El monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Deuda a largo plazo - El valor razonable de la deuda a largo plazo es estimado con base en los precios de cotización en el mercado de instrumentos de deuda que tengan igual o similar vencimiento. Dichas estimaciones son de naturaleza subjetivas e implican incertidumbres; consecuentemente, los resultados actuales pueden diferir de las estimaciones realizadas.

A continuación se detalla el valor razonable de los instrumentos financieros:

	2007		2006	
	Monto acumulado	Valor razonable	Monto acumulado	Valor razonable
Deuda a largo plazo	85,946,805	82,494,522	59,014,031	55,632,803

24. Aspectos regulatorios del mercado eléctrico

El Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad en la República de Panamá fue dictaminado por la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; con base en esta Ley se creó la Comisión de Política Energética adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas, con la finalidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía. La regulación del sector de energía eléctrica está a cargo de la ASEP, cuyas funciones han sido definidas en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

La Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece el pago a la ASEP, de una tasa de control de vigilancia y fiscalización, la cual no debe exceder el 1% de la facturación total de la Empresa.

Por otra parte, la Junta Directiva de la ASEP ha emitido varias resoluciones relacionadas con el Mercado Eléctrico, tales como: reglas para el mercado mayorista de electricidad, criterios, parámetros y procedimiento de contratación de potencia y energía de las empresas distribuidoras, etc.

En cumplimiento con las Resoluciones de la ASEP No. JD-3116, JD-3143, JD-3224, JD-3281, JD-3290 y JD-3677 y las resoluciones que las modifican JD-3220, JD-3245, JD-3313 y JD-3403, la Empresa presentó la estructura tarifaria para los clientes regulados, cuya vigencia fue establecida desde el 1 de julio de 2002 al 30 de junio de 2006.

No obstante, a raíz de la crisis eléctrica que se dio en el primer trimestre del año 2006, la Comisión Nacional de Ahorro Energético recomendó al Órgano Ejecutivo extender hasta el 31 de diciembre de 2007 la vigencia del régimen tarifario y establecer un procedimiento mensual de la tarifa en base a las variaciones de los combustibles utilizados en la generación e electricidad.

Mediante la Resolución de Gabinete N° 22, del 29 de marzo de 2006, el Órgano Ejecutivo ordenó a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) que se adoptasen las recomendaciones de la Comisión Nacional de Ahorro Energético.

La ASEP emitió las Resoluciones JD-5931 y JD-5932 del 31 de marzo de 2006, por la cual se adoptaron las recomendaciones de la Resolución de Gabinete N°22 del 29 de marzo de 2006, manteniendo el Régimen Tarifario vigente hasta el 31 de diciembre de 2007 y la misma tarifa de abril a diciembre de 2006; y mediante Resolución AN N° 098-Elec de 23 de junio de 2006, a partir de julio de 2006 y hasta diciembre de 2006, ordenó que se aplicara a todos los clientes un ajuste mensual, producto de las variaciones del precio del combustible y del costo de la energía en el mercado ocasional.

25. Información sobre el medio ambiente

En el 2007 se realizó la segunda auditoria de seguimiento a la certificación del Sistema de Gestión Ambiental, la cual estuvo a cargo de la Asociación Española de Normalización (AENOR). Se confirmó la eficacia de la gestión ambiental y la continuación del certificado ISO 14001:2004, para las tres (3) áreas de la empresa: Distribución y Comercialización de la Energía y Generación de Energía Eléctrica Hidráulica.

En el marco del Programa de Gestión Ambiental, se sembraron más de 3,000 árboles (frutales y maderables), en las áreas operativas territoriales de la organización, contribuyendo a compensar la poda de arbolado en las líneas de distribución eléctrica. Las actividades de reforestación se llevaron a cabo en Áreas Protegidas Nacionales (Parques Nacional Camino de Cruces, Parque Nacional Campana) y en terrenos de estadios municipales, escuelas primarias, secundarias y universidades estatales y participaron colaboradores de la empresa con sus familiares, estudiantes de escuelas primarias, secundarias y universitarios, fortaleciendo con ello la cultura ambiental.

La Empresa continuó con el Programa de Reciclaje de Papel, recolectándose para reciclaje, 2,026 Kg, aproximadamente 2 ton de papel. Por lo que contribuye con la disminución de la tala de árboles, el consumo de energía, así como el ahorro de agua y la consecuente reducción en la contaminación ambiental.

Se realizó la gestión ambiental adecuada de los residuos peligrosos y no peligrosos en los Centros de Manejo de Residuos (CMRs). En los CMRs ubicados en la ciudad de Chorrera (Área Operativa Territorial Panamá), en la ciudad de Chitré (Área Operativa Territorial Interior) y en la ciudad de David (Área Operativa Territorial Chiriquí) se gestionaron para su disposición final como chatarra la cantidad de 729 equipos eléctricos dañados, sin aceite dieléctrico; y se gestionaron para su disposición final 22,012 galones de aceite dieléctrico usado sin PCB.

Aunado a lo anterior se implementó un sistema de impresoras multifuncionales con el fin de disminuir el consumo de tintas, energía y papel.

Se firmó un convenio con el Hogar San José de Malambo, para el reciclaje de cartuchos y tintas de impresoras, que además de coadyuvar en la prevención de la contaminación, beneficiará a niños y niñas del Hogar Malambo. Este convenio inició su ejecución en los primeros meses de 2007.

Por otro lado, se fortalecieron las actividades de prevención de la contaminación, a través de la instalación de sistemas de contención (cubetos de contención) para transformadores y banco de baterías, localizados en Subestaciones. Por ejemplo: En la Subestación Clayton 483 se instaló sistema de contención para el transformador que contiene PCB.

Se ha cooperado con el Ministerio de Salud en diversas actividades relacionadas con el Convenio de Estocolmo, ha capacitado a funcionarios del MINSA y otras instituciones públicas sobre el uso del Kit Clor-N-Oil, para identificar PCB en aceite dieléctrico, lo cual ayudará a estas instituciones en el inventario a otras empresas privadas, estas capacitaciones se han realizado en el Centro de Manejo de Residuos (CMR) de El Torno.

EDEMET, no han recibido sanciones ni multas ambientales durante el año 2007, ni tampoco se han iniciado procesos de investigación, por lo que continuamos siendo líderes ambientales, no solo en el sector eléctrico panameño, sino también empresarial en general.

En el marco de último convenio, se firmará un memorando de entendimiento en materia de calidad del aire, cuyo actividades generales están orientadas a monitorear la calidad del aire en algunos puntos estratégicos de la ciudad de Panamá, República de Panamá.

Se realizaron las primeras reuniones para impulsar concurso de reciclaje nacional para fomentar la cultura ambiental en materia de reciclaje en las escuelas primarias y secundarias. Este concurso se realizará en coordinación con la ANAM y el Ministerio de Educación.

Sistema de Gestión de la Calidad (SGC)

En el año 2007 también culminó con éxito la primera de auditoria de seguimiento a la certificación del Sistema de Gestión de la Calidad, ISO 9001:2000, la cual fue llevada a cabo por AENOR, durante los días 30 y 31 de julio y 1, 2 y 3 de agosto.

En el marco del fortalecimiento de las capacidades internas de la organización, un total de tres (3) colaboradores de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI obtuvieron la certificación del Centro de Registro y Certificación de Personas (CERPER) de la Asociación Española para la Calidad (AEC), lo que permitirá fortalecer el equipo de auditores internos del Sistema de Gestión de la Calidad y contribuir a la identificación de oportunidades de mejora para la organización.

Se realizó un curso de análisis causa, para fortalecer las capacidades de colaboradores del área de distribución de la organización, para la identificación y solución de la causa raíz de los diversos hallazgos que pueden generarse dentro de la operatividad de la empresa.

La Empresa participó como expositores en el 2do. Simposio sobre Producción Más Limpia, Normas Ambientales y Tecnologías Limpias, con el tema Experiencia de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en obtención de créditos de carbono con proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio. Además, se participó como expositor el Congreso sobre Medio Ambiente, organizados por la CONAMA de España, con el tema "Responsabilidad Social Ambiental de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI".

Se llevaron a cabo sensibilizaciones y capacitaciones a todos los colaboradores de la organización y las contratas, en temas como: política de calidad, objetivos de la calidad, identificación de oportunidades de mejora, normativa y procedimientos del sistema de gestión de la calidad, entre otros.

A finales del año 2007, se realizó la auditoria interna al Sistema de Gestión de la Calidad, a través de la cual se detectaron oportunidades de mejora, en temas como: fortalecimiento de los conocimientos de los colaboradores sobre indicadores de proceso, fortalecimiento del plan de calibración de equipos de medición, unificación de formularios para el registro de devoluciones de materiales. En esta auditoria participaron los auditores internos que la empresa ha capacitado para ello y los auditores CERPER.

26. Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros son contratos que originan un activo financiero en una empresa y a la vez un pasivo financiero o instrumento patrimonial en otra empresa.

Los principales riesgos se describen a continuación:

26.1 Administración de riesgo de capital

La Empresa administra su capital para asegurarse de poder:

- Continuar como negocio en marcha mientras maximizan los retornos a los accionistas a través de la optimización del saldo de deuda y capital. La estrategia de la Empresa no ha cambiado desde el año 1998.
- Mantener un capital base lo suficientemente fuerte para soportar el desempeño de su negocio.
- Cumplir con las exigencias de capital exigidas por las instituciones financieras que les han otorgado créditos.

La estructura de capital de la Empresa consiste en deuda financiera, que incluye los préstamos revelados en la nota 13, efectivo y equivalentes de efectivo y el capital atribuible a los accionistas de la Casa Matriz, que comprende capital emitido, las reservas y las utilidades no distribuidas según se indica en las notas 11 y 12, respectivamente.

26.2 Razón de endeudamiento

La Empresa revisa la estructura de capital sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, la Administración considera el costo de capital y los riesgos asociados a cada clase de capital.

La razón de endeudamiento al 31 de diciembre fue como sigue:

	2007	**2006**
Deuda (i)	120,748,321	90,861,875
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,349,956	4,983,636
Deuda neta	116,398,365	85,878,239
Capital (ii)	126,479,247	124,151,913
Deuda neta a razón de capital	92%	69%

(i) La deuda se refiere a préstamos a largo y corto plazo, como se detalla en las notas 13 y 15.
(ii) El capital incluye todo el capital y las reservas de la Empresa.

26.3 Políticas de contabilidad significativas

Detalle de las políticas de contabilidad significativas y métodos adoptados, incluyendo los criterios de reconocimiento, las bases de medición y las bases en los que los ingresos y gastos son reconocidos, con respecto a cada clase de activos financieros, pasivos financieros e instrumentos de capital son revelados en la nota 3 de los estados financieros.

26.4 Categorías de instrumentos financieros

	2007	2006
Activos financieros		
Al costo amortizado		
Depósitos en bancos	4,349,956	4,983,636
Cuentas por cobrar clientes	50,591,547	50,084,267
Pasivos financieros		
Al costo amortizado		
Deuda financiera	120,748,321	90,861,875
Acreedores comerciales (generación y transmisión)	54,577,580	50,725,562

26.5 Objetivos de la administración de riesgos financieros

Las políticas de administración de riesgo de la Empresa son diseñadas para identificar y analizar estos riesgos, para establecer límites y controles apropiados para el riesgo, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites por medio de sistemas de información fiables y actualizados. La Empresa regularmente revisa sus políticas y sistemas de administración de riesgo para reflejar los cambios en el mercado, los productos y las mejores prácticas.

La administración del riesgo es realizada por la Empresa bajo las políticas, aprobadas por Casa Matriz. La Empresa identifica, evalúa, da cobertura, monitorea y administra los riesgos financieros relacionados a las operaciones de la Empresa a través de reportes internos de riesgos con exposición de riesgo por grado y magnitud de los mismos. Los riesgos incluyen riesgo mercado (incluyendo el riesgo sobre tasa de interés y riesgo de precio), el riesgo de crédito.

26.6 Administración de riesgo de tasa de interés

La Empresa no ha adquirido hasta el presente derivados financieros para protegerse del riesgo de pérdidas por variaciones hacia arriba en las tasas de interés de los préstamos bancarios. La Empresa adquiere su financiamiento principalmente de bancos locales y expresados en US dólares de los Estados Unidos de América a tasa de interés variable.

26.7 Análisis de sensibilidad de tasa de interés

La política de gestión de riesgos establece que el gasto de financiación debe tener un porcentaje de variación reducido. En este sentido, se considera que la volatilidad aceptable para la estructura financiera y de negocios se consigue mediante una estructura de financiación con unos porcentajes de referencia a tipo fijo entre el 55% y el 85% y un variable entre el 45% y el 15%.

Variación Tipo de Cambio

	2007		2006	
	Variación Tipo Interés		Variación Tipo Interés	
	+0,50%	-0,50%	+0,50%	-0,50%
Efecto en el resultado antes de impuestos	(319,100)	319,100	(304,600)	304,600

La deuda a tipo de interés variable está básicamente referenciada al Libor; ya que nuestros préstamos están en USD.

26.8 Administración del riesgo de crédito

Es el riesgo de que el deudor o emisor de un activo financiero propiedad de la Empresa no cumpla, completamente y a tiempo, con cualquier pago que debía hacer a la Empresa de conformidad con los términos y condiciones pactados al momento en que la Empresa adquirió el respectivo activo financiero.

El riesgo de crédito de la Empresa es atribuible principalmente a sus deudas comerciales. Los importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones para insolvencias, estimadas por la Administración de la Empresa en función de la experiencia de ejercicios anteriores y de su valorización del entorno económico actual.

El riesgo de crédito de fondos líquidos es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias.

La Empresa no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando la exposición distribuida entre un gran número de contrapartes y clientes. La máxima exposición al riesgo de crédito está representada por el monto en libros de cada activo financiero.

26.9 Administración del riesgo de liquidez

No existe una exposición importante al riesgo de liquidez, ya sea originado por la posibilidad de que los clientes no puedan cumplir con sus obligaciones con la Empresa dentro de los términos normales establecidos, o bien, porque la Empresa tenga dificultades para obtener fondos para cumplir con sus compromisos asociados con activos y pasivos financieros.

27. Aprobación de estados financieros

Los estados financieros correspondientes al ejercicio 2007 fueron aprobados por la administración y autorizados para su emisión el 1 de febrero de 2008.

* * * * * *

ANEXO B

Calificación de Riesgo de Equilibrium Calificadora de Riesgo S.A.

Equilibrium Calificadora de Riesgo, S.A.
Informe de Calificación
Contacto:
Ernesto Bazán
+507 214.3790
ebazan@equilibrium.com.pa

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)

Ciudad de Panamá, Panamá 28 de diciembre de 2009

	Calificación	Definición de Categoría
Deuda de Largo Plazo	*(nueva)* AA+.pa	Refleja muy alta capacidad de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados. Las diferencias entre esta calificación y la inmediata superior son mínimas.
Valores Comerciales Negociables	*(nueva)* EQL 1+.pa	Grado más alto de calidad. Existe certeza de pago de intereses y capital dentro de los términos y condiciones pactados.
Perspectiva	*(nueva)* Estable	

"La presente calificación no es una sugerencia o recomendación para invertir, ni un aval o garantía de la emisión o de la solvencia de la entidad calificada".

----------Millones de US$----------					
	Sep. 08	Sep.09		Sep. 08	Sep.09
Activos:	457.1	388.5	U. Neta:	16.0	19.1
Pasivos:	318.9	254.2	ROAA:	6.6%	6.2%
Patrimonio:	138.2	134.3	ROAE:	19.3%	19.3%

Historia de la calificación: Deuda de Largo Plazo → AA+.pa (28.12.09). Valores Comerciales Negociables → EQL 1+.pa (28.12.09)

La información financiera utilizada para el presente análisis comprendió los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2005, 2006, 2007 y 2008, estados financieros no auditados al 30 de septiembre de 2008 y 2009 e información financiera adicional proporcionada por Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Fundamento: El Comité de Calificación de Equilibrium, luego de la evaluación efectuada con información al 30 de septiembre de 2009, decidió asignar la categoría de riesgo AA+.pa a la deuda de largo plazo de Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (en adelante, EDEMET o la Empresa). Asimismo, asignó la categoría EQL 1+.pa a sus Valores Comerciales Negociables.

La decisión se fundamenta en el alto grado de predictibilidad de sus flujos de efectivo, una sólida situación financiera y la presencia de Gas Natural, SDG, S.A. como su accionista controlador. En la evaluación no se ha considerado que habrá aportes de flujos por parte de su accionista principal, sino por el contrario se estima que la generación de caja de la Empresa permitiría que se continúen pagando flujos de dividendos a los accionistas, tal como ha ocurrido en los últimos años.

Los riesgos vinculados a la capacidad de pago de EDEMET son mínimos. Contingencias legales y una estructura de deuda aún no perfeccionada han sido factores considerados en la asignación de la calificación de la deuda de largo plazo de la Empresa.

La perspectiva de las calificaciones se considera Estable.

EDEMET tiene asignada una Zona de Concesión para la distribución eléctrica de aproximadamente el 43% de la población atendida en el país. La regulación no permite la existencia de competencia de otras compañías de distribución eléctrica en la Zona de Concesión.

Un aspecto importante de la regulación tarifaria en Panamá es su carácter compensatorio, que reconoce los costos incurridos por las compañías distribuidoras de energía eléctrica para la compra de energía, dándole a esta última una característica de *"pass-through"*. En ese contexto, la regulación establece que los costos de la energía se trasladan a los usuarios finales del servicio eléctrico a fin de asegurar un retorno razonable por la inversión efectuada por las empresas de distribución.

Como consecuencia de los dos factores anteriores, la Empresa goza de flujos de efectivo altamente predecibles, mostrando un EBITDA que ha permanecido en un rango de US$54.3 millones y US$64.3 millones en los últimos años (2006-2008). Cabe destacar que durante el 2008, los costos de la energía tuvieron un importante incremento en el mercado ocasional, por lo que EDEMET vio disminuido su EBITDA de US$61.9 millones a US$54.3 millones. No obstante, el efecto *"pass-through"* de las compras de energía, permitió que dicho indicador muestre un repunte hasta alcanzar US$59.0 millones anuales a septiembre 2009, evidenciando el carácter compensatorio del marco regulatorio y los menores costos de la energía.

EDEMET cuenta con una sólida situación financiera, reflejada en sus principales indicadores de gestión. Al 30 de septiembre de 2009, el margen EBITDA (EBITDA / Ingresos operativos) fue 12.8%, mientras que su margen de contribución[1] fue 19.6%. Para la misma fecha, el índice de eficiencia operacional[2] de la Empresa fue 37.2%. En ese contexto, la Empresa muestra buenos niveles de rentabilidad: rendimiento patrimonial (ROAE) de 19.3% y un rendimiento sobre activos (ROAA) de 6.2%.

El endeudamiento financiero de la Empresa muestra niveles moderados respecto de las prácticas en la industria. A septiembre 2009, la relación Deuda financiera / EBITDA fue de 1.64 veces y la relación Deuda financiera / (EBITDA – CAPEX) fue de 2.07 veces. Asimismo, la cobertura de intereses (EBITDA / Gastos financieros)

[1] (Ingresos operativos – Egresos operativos) / Ingresos operativos.

[2] Gastos generales y administrativos / (Ingresos operativos – Egresos operativos).

también muestra alta capacidad de pago (7.25 veces a septiembre 2009).
Debido a la alta predictibilidad de la generación de flujos de caja y la gestión financiera de EDEMET, se prevé que la sólida situación financiera de la Empresa no experimentaría variaciones significativas en el largo plazo.
El accionista controlador de EDEMET es Gas Natural, SDG, S.A. con sede principal en España. Dicha compañía fusionó sus operaciones absorbiendo las de Unión Fenosa, S.A. (accionista original de EDEMET hasta el 7 de septiembre de 2009).
Gas Natural es una de las diez mayores multinacionales energéticas de Europa y es líder en integración de gas y electricidad en Iberoamérica. Tiene presencia en 23 países y cuenta con más de 20 millones de clientes. Su capacidad instalada alcanza los 17 GW (equivalente a 10 veces la capacidad instalada del sistema eléctrico en Panamá).
Debido a que cuenta con una amplia trayectoria a nivel mundial en el sector energético, la presencia de Gas Natural en el accionariado de EDEMET resulta favorable para sus prácticas de gestión, además del monitoreo permanente de sus actividades que permita alcanzar objetivos estratégicos como la mejora de la eficiencia. La calificación no ha considerado un soporte financiero que pudiera otorgarle Gas Natural a EDEMET, pero sí el soporte técnico y de *know-how*.
El Contrato de Concesión que mantiene EDEMET con la ASEP tiene una duración de 15 años y vence en octubre 2013. Un año antes de dicha fecha, la ASEP convocará a un proceso de licitación para la venta del paquete mayoritario de la empresa titular de la concesión (Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.)[3]. El precio de referencia será fijado por el accionista controlador de la Empresa y en caso de que la licitación resulte desierta, la Concesión se renovaría por 15 años más. En caso de que se dé lo contrario, la nueva empresa titular pagaría el monto ofertado a Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A., sin afectar las operaciones íntegras de EDEMET. En ese contexto, no se considera que exista un riesgo relevante ocasionado por la caducidad de la concesión, bajo el principio de empresa en marcha.
Aunque por su naturaleza la Empresa está sujeta a litigios y reclamos originados en el curso normal de sus operaciones, se ha considerado la existencia de contingencias legales en la calificación asignada.
A septiembre 2009, la deuda financiera de corto plazo de la Empresa representa el 20.3% de la deuda financiera total (US$96.7 millones). Uno de los objetivos estratégicos de EDEMET consiste en estructurar su deuda financiera a plazos mayores, por lo que no descarta una futura emisión de bonos. Como etapa previa, la Empresa se encuentra preparando una emisión de Valores Comerciales Negociables (VCN) por hasta US$50 millones a fin de sustituir parcialmente la deuda financiera actual, aunque ello significaría un aumento temporal de la participación de la deuda financiera de corto plazo.

[3] Subsidiaria 100% de Gas Natural, SDG, S.A.

Fortalezas
1. Flujos de caja altamente predecibles gracias a su posición monopólica, la naturaleza del servicio brindado (básico) y al carácter compensatorio de la regulación tarifaria.
2. Sólida situación financiera reflejada principalmente en sus indicadores de rentabilidad y endeudamiento financiero.
3. Presencia de su accionista controlador como proveedor de soporte técnico y de *know-how*.

Debilidades
1. Contingencias legales.
2. Deuda financiera aún no estructurada a plazos mayores.

Oportunidades
1. Programa de reducción de pérdidas de energía y mayores inversiones de capital.
2. Emisión de deuda corporativa en el mercado de capitales (bonos y VCN).
3. El programa de compra de energía a través de ETESA mejoraría la estabilidad de la generación de flujo de caja.

Amenazas
1. Posibles recortes de subsidios por parte del Estado podrían incrementar las probabilidades de hurto de energía o de aumento de la morosidad.

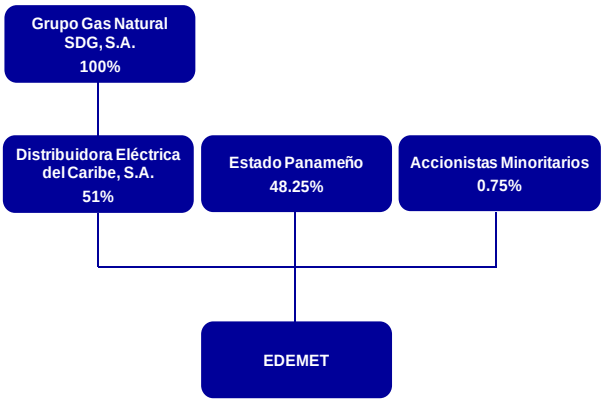
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (en adelante, EDEMET o la Empresa) se dedica a la distribución de energía eléctrica y actividades complementarias. De igual manera tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado en la Zona de Concesión asignada (sector oeste de la provincia de Panamá y provincias centrales: Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas). La Empresa se encuentra regulada y supervisada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

EDEMET se constituyó el 19 de enero de 1998[4], como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), entidad que hasta entonces era la encargada de la generación, distribución y trasmisión de los servicios de electricidad en Panamá. El IRHE transfirió parte de sus activos y pasivos a EDEMET.

Composición Accionaria

EDEMET es una sociedad anónima con un capital accionario de 50,000,000 de acciones nominativas autorizadas y en circulación, todas con derecho a voz y voto. Al 30 de septiembre de 2009, la estructura accionaria es la siguiente:



La Empresa pertenece en 51% a Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A. (DECSA), que a su vez es subsidiaria íntegra de Grupo Gas Natural SDG, S.A. de España (en adelante, Gas Natural). El 7 de septiembre de 2009, Gas Natural se fusionó con Unión Fenosa, S.A., accionista original de EDEMET, absorbiendo sus operaciones.

En conformidad con lo establecido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997[5] (en adelante, Ley 6), el Estado Panameño a la fecha mantiene el 48.25% de las acciones de EDEMET y el 0.75% restante pertenece a los accionistas minoritarios. Al 30 de septiembre de 2009, el capital social de EDEMET totalizó US$82.6 millones, neto de una recompra de acciones por US$604.6 miles por parte de la Empresa.

La Junta Directiva de la Empresa está conformada por cinco miembros, dos en representación del Estado panameño y tres en representación de Gas Natural. Actualmente[6] está conformada por:

Nombre	En representación de
Ricardo Barranco	Gas Natural
Manuel Benito	Gas Natural
Salvador Peñarrubia	Gas Natural
Marco Ameglio	Estado panameño
Cecilia Porras Melgar	Estado panameño

Los principales ejecutivos de EDEMET son:

Cargo	Ejecutivo
Country Manager – Gerente General	Ricardo Barranco
Director – Economía y Finanzas	José Luis Fernández
Director – Planificación de Ingresos y Regulación	Miriam de Guerra
Director – Distribución Eléctrica	Sebastián Pérez
Director – Despacho Eléctrico	Manú Vallabhbhai
Director – Servicios Jurídicos	Cinthya Camargo
Director - Compras y Servicios Generales	Jezabel Pastor
Director – Sistemas de Información	Natividad Castañeda
Director – Recursos Humanos	Raymundo Álvarez
Director – Servicio al Cliente	Ileana Peregrina
Control de Gestión	Carlos Aníbal Guerra
Auditor Interno	Omar Camero

Al 30 de septiembre de 2009, EDEMET cuenta con 367 trabajadores contando con un índice de sindicalización de 85%. De acuerdo con la Administración de la Empresa, la relación con el sindicato es cordial y fluida, no habiéndose presentado conflictos o sucesos de relevancia.

Accionista Controlador

Gas Natural es una de las diez mayores multinacionales energéticas de Europa y es líder en integración de gas y electricidad en Iberoamérica. Además es uno de los mayores operadores de Gas Natural Licuado en el mundo, con un importante liderazgo en el mercado Atlántico y Mediterráneo.

A partir de su fusión con Unión Fenosa el 7 de septiembre de 2009, Gas Natural fortalece sus operaciones y pasa a tener mayor representatividad en el mercado energético iberoamericano y europeo. Actualmente el Grupo tiene presencia en 23 países atendiendo a más de 20 millones de clientes. Su capacidad instalada de generación alcanza los 17 GW, aproximadamente 10 veces la capacidad instalada del sistema eléctrico en Panamá. Gas Natural cuenta con diversas fuentes de generación: hidráulicas, térmicas, renovables, nucleares y de ciclos combinados.

Gas Natural lidera el mercado de distribución de gas natural en España, a través de 10 distribuidoras y dos comercializadoras. En el mercado eléctrico español, la compañía tiene más de 3.5 millones de clientes y ocupa el tercer lugar en importancia como operador del sector[7].

[4] Ley que rige el marco regulatorio del sector eléctrico en Panamá.
[5] Mediante Escritura Pública No. 147.
[6] Vigente desde el 8 de octubre de 2009.
[7] Según la Comisión Nacional de Energía de España.

A la fecha del presente informe, Gas Natural cuenta con calificación de grado de inversión en escala internacional por Moody's (Baa2), Standard & Poors (BBB+) y Fitch Ratings (A-).

Principales Cifras de Gas Natural

En US$ millones	Sep.08	Sep.09
Activos	24,856	70,488
Patrimonio	9,655	18,643
EBITDA	2,712	4,233
Utilidad Neta	1,133	1,338

Fuente: Gas Natural

El accionista controlador provee de asistencia técnica y *know-how* a EDEMET, a la vez de mantener monitoreo permanente de sus actividades y un control de gestión orientado hacia la búsqueda de eficiencia y el uso de buenas prácticas en la industria.

Además de las operaciones de EDEMET, Gas Natural tiene presencia en Panamá a través de:

- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), que inició operaciones en paralelo con EDEMET y cuya zona de concesión se ubica en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
- Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA), empresa encargada de la administración del negocio generador de Gas Natural en Panamá mediante seis centrales de generación[8] con una capacidad instalada combinada de 23 MW.

MARCO REGULATORIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Concesión

Las actividades de EDEMET están enmarcadas en el Contrato de Concesión con duración de 15 años suscrito con el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ahora, ASEP) el 22 de octubre de 1998, mediante el cual se le otorga a EDEMET la exclusividad de distribución y comercialización de la energía eléctrica dentro de la Zona de Concesión. En su momento, EDEMET se comprometió a cumplir con diversos estándares de calidad impuestos por el Ente Regulador para garantizar un buen servicio a los consumidores. Dichos estándares fueron alcanzados completamente al cierre del 2006.

La Zona de Concesión abarca áreas de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, la parte de la provincia de Panamá al Oeste del Canal de Panamá y la parte Oeste de la Ciudad Capital, incluyendo las áreas revertidas. Salvo para los fines de operación y funcionamiento de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), EDEMET es la única entidad autorizada para construir, operar y explotar líneas de distribución eléctrica dentro de la Zona de Concesión.

[8] Central Hidroeléctrica Los Algarrobos, Central Hidroeléctrica La Yeguada, Central Hidroeléctrica Macho de Monte, Central Hidroeléctrica Dolega, Central Térmica Chitré y Central Térmica Capira.

Un año antes del vencimiento del Contrato, la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del paquete mayoritario de la empresa titular de la concesión (DECSA). El precio de referencia para el concurso será fijado por el accionista controlador de EDEMET. En dicha situación pueden ocurrir los siguientes escenarios:

1) Que otra empresa gane la licitación, en cuyo caso ella pagará al accionista controlador el producto de la oferta económica. El nuevo accionista deberá contar con capacidad técnica y cumplir con determinados estándares para operar la concesión.
2) Que la licitación resulte desierta, en cuyo caso se renovaría la concesión con el mismo accionista operador sin costo alguno ni para el Estado ni para el concesionario.

La calificación de riesgo otorgada por Equilibrium no considera que exista un riesgo relevante ocasionado por la caducidad de la concesión, ya que ninguno de los dos casos señalados implicaría un cambio estructural en la capacidad de pago de la Empresa.

Régimen Tarifario

El modelo tarifario es fijado por la ASEP cada cuatro años[9] basado en el modelo regulatorio de "costos medios eficientes", a través del cual se busca que la empresa regulada cubra su Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual está conformado por los costos medios que tendría una empresa de distribución eficiente para prestar el servicio de distribución en su Zona de Concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución. Como resultante del modelo, la ASEP fija el Ingreso Máximo Permitido (IMP), el que debe corresponder a un retorno razonable de la inversión[10].

Parámetros y valores utilizados en el cálculo del IMP

Variables	Unidades
Parámetros	
Tasa de rentabilidad	%
Tasa de depreciación	%
Operación y mantenimiento	US$/Luminaria
Impulsores de costos	
Demanda máxima	MW
Energía facturada	MW hora
Energía ingresada al sistema	MW hora
Clientes	# de clientes
Demanda / Clientes	KW/Cliente
Costo de la energía en el mercado mayorista	US$/MW hora
Cantidad de luminarias	# de luminarias
Costos eficientes	
Costos de administración	US$
Costos de operación y mantenimiento	US$
Costos de comercialización	US$
% de pérdidas de energía	%
Base de capital	
Activos brutos y Activos netos	
Activos por distribución	US$
Activos por comercialización	US$
Activos por alumbrado público	US$

Fuente: ASEP

[9] Según la Ley 6. El régimen tarifario actual entró en vigencia a partir de julio 2006 (vence en junio 2010).

[10] La base de capital es estimada a partir del valor en libros de las empresas de distribución eléctrica.

Las variables de "costos eficientes" se basan en un modelo de eficiencia extraído de las cifras de "empresas comparadoras"[11]. Para la selección de las mismas, el regulador busca que sean eficientes y que en la medida de lo posible posean similitud técnica con las empresas de distribución eléctrica en Panamá.

La ASEP define una Tasa de Rentabilidad antes de impuestos[12] que considera razonable para las empresas de distribución eléctrica, tomando en cuenta sus niveles de eficiencia, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que se considere relevante. Para el caso de EDEMET, la tasa de retorno razonable establecida por el regulador es 10.7%.

Si bien es cierto que el modelo tarifario se fija cada cuatro años, las tarifas a los consumidores (acordes con el IMP) se fijan cada seis meses sobre la base del modelo. Adicionalmente, EDEMET tiene la opción de presentar pliegos tarifarios mensuales al regulador para su consideración y ajustes periódicos en conformidad con el marco regulatorio.

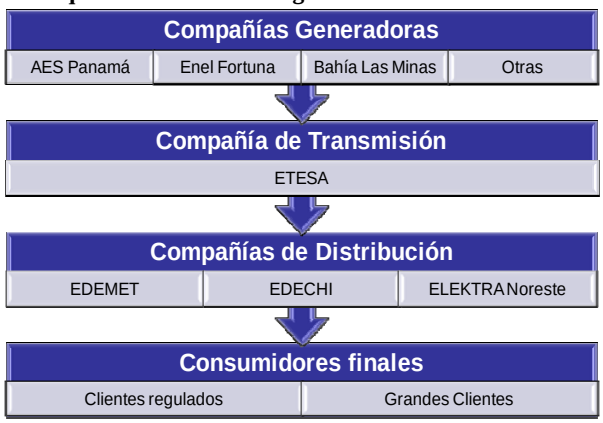
Un aspecto importante del marco regulatorio es el carácter compensatorio de mayores costos en compras de energía para las empresas distribuidoras. Ello le da una cualidad de *"pass-through"* a la compra de energía. Es decir, mayores o menores costos en la compra de energía son trasladados a los consumidores (a través de las tarifas) con el objeto de salvaguardar el retorno razonable a la inversión del distribuidor. Lo anterior es una práctica regulatoria comúnmente aplicada en otras jurisdicciones.

GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO PANAMEÑO

El sector eléctrico panameño consta de tres tipos de actividades: generación, distribución y transmisión de energía eléctrica. El actual Ente Regulador de la actividad del sector es la ASEP, institución encargada de ejercer el control, regulación y fiscalización de los servicios públicos[13].

El modelo regulatorio establece que la energía eléctrica producida por las generadoras se transporta a través de la Empresa de Transmisión, S.A. (ETESA) hacia las empresas distribuidoras quienes se encargan de brindar el servicio al cliente final en sus Zonas de Concesión preestablecidas.

Esquema de la actividad general del sector eléctrico



Fuente: ASEP

La regulación también establece que usuarios con demanda máxima superior a 100 MW (grandes clientes) tienen la opción de obtener su suministro energético participando en el Mercado Mayorista de Electricidad[14] (mediante Contratos de Suministro con los generadores) o a través de la empresa distribuidora a la que esté conectado.

En conformidad con la Ley 6, el 13 de octubre de 2009, la ASEP autorizó a ETESA efectuar la convocatoria de los Actos de Concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes de acuerdo a los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la ASEP. Previo a ello, los excedentes y déficit de energía se negociaban en el denominado "mercado ocasional".

Mediante el Acto de Concurrencia Internacional 01-09, realizado el 19 de noviembre de 2009, se recibieron propuestas de 26 empresas de generación eléctrica para la Compra del Excedente de Energía Generada no Contratada de Corto Plazo para el año 2010. El objetivo primordial de dicho Acto es reducir la volatilidad de los precios de la energía que el consumidor final pagaría si la misma se tuviese que comprar en el Mercado Ocasional[15]. En total se realizaron 57 ofertas en el que el precio promedio fue US$0.2239/KWh. La Comisión Evaluadora de ETESA solicitó la No Objeción de la adjudicación de las ofertas del Acto de Concurrencia. Cabe destacar que en el Acto de Concurrencia participaron no solamente las empresas generadoras establecidas en Panamá, sino también lo hizo el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de Costa Rica.

[11] Son entidades de distribución registradas en la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) de Estados Unidos.

[12] De acuerdo a la Ley 6, dicha tasa no debe diferir en más de 2% de la tasa de interés anual efectiva (promedio de los 12 últimos meses) resultante de la suma de la tasa de los bonos a 30 años del Tesoro de los Estados Unidos más una prima de 8% por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en Panamá.

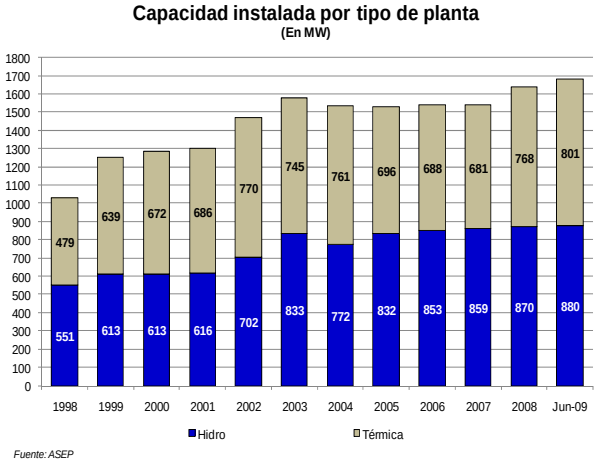
[13] Con sujeción a las disposiciones de la Ley 26 de 1996, modificada por el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006.

[14] Para optar por este mecanismo, el Gran Cliente deberá contar con un Sistema de Medición Comercial (SMEC).

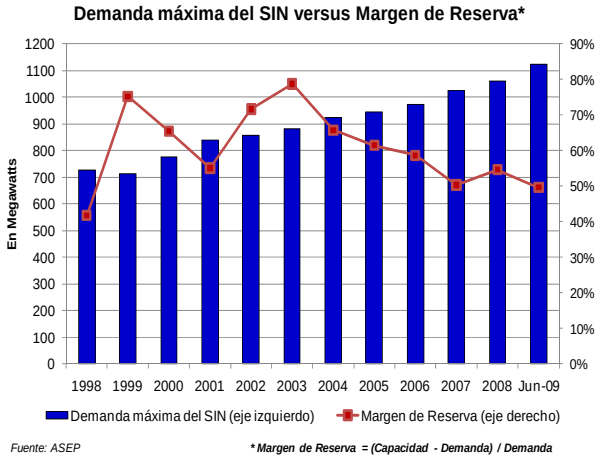
[15] La ASEP establece que los precios ofertados en los Actos de Concurrencia para el pago del Excedente de Energía Generada en una hora, no superen en ningún caso al precio de la energía en el Mercado Ocasional de dicha hora.

Generación Eléctrica

La capacidad instalada total de las generadoras fue 1,681 MW a junio 2009 (1,638 MW a diciembre 2008), de las cuales el 52% corresponde a empresas de generación hidroeléctrica y el 48% restante a empresas de generación térmica.

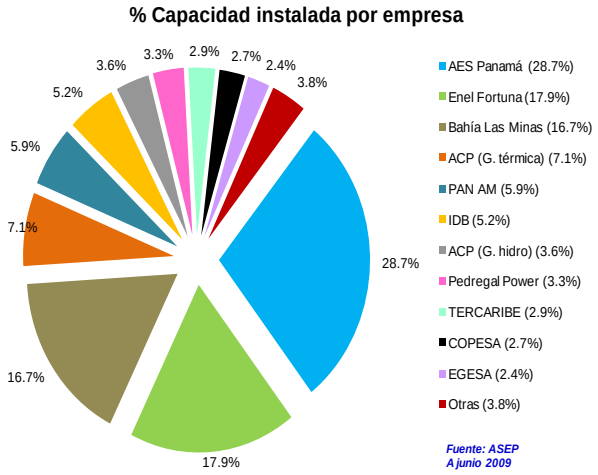


La demanda máxima de energía ha venido incrementándose gradualmente a través de los años derivado del incremento de la población y al crecimiento de la economía panameña. Como resultado de lo anterior, el margen de reserva[16] ha mostrado disminución en los últimos años. En la medida en que se pongan en marcha actuales proyectos de generación, el margen de reserva se incrementaría.

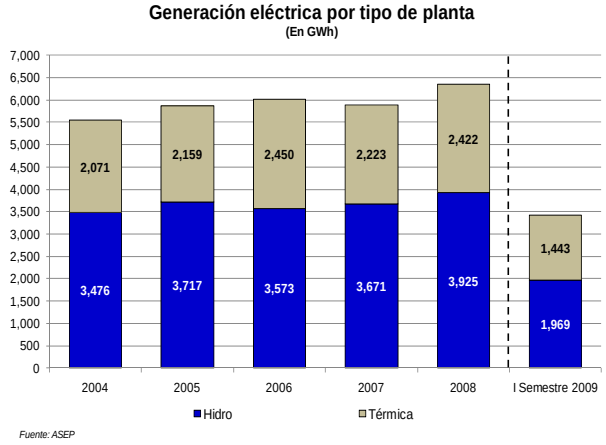


Al 30 de junio de 2009, el 63.2% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se concentra en tres compañías: AES Panamá, Enel Fortuna y Bahía Las Minas (subsidiaria de Suez Energy). La oferta de energía hidroeléctrica es la más concentrada, ya que de la capacidad hidráulica instalada de 880 MW, el 88.9% pertenece a AES Panamá y Enel Fortuna. Por otro lado, la oferta total de energía térmica (801 MW) se concentra en 50% por Bahía Las Minas y la ACP.

[16] (Capacidad instalada – Demanda máxima) / Demanda máxima.



La generación de energía del SIN durante el primer semestre del 2009 fue de 3,412 GWh por lo que se proyecta que para fines del 2009 dicha generación sobrepase los niveles observados durante el 2008 (6,347 GWh).



Transmisión Eléctrica

Esta actividad es el nexo entre la generación de energía eléctrica y la distribución de la misma. A través de las líneas de transmisión de alta tensión, las subestaciones, transformadores y otros elementos del SIN, la energía producida por las generadoras se transporta a las distribuidoras para su entrega al consumidor final. La entidad encargada de administrar el sistema de transmisión en Panamá es Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Durante los últimos años, las pérdidas de energía han permanecido entre 2% y 3%, nivel moderado para el suministro de la energía a las compañías de distribución eléctrica.

Distribución Eléctrica

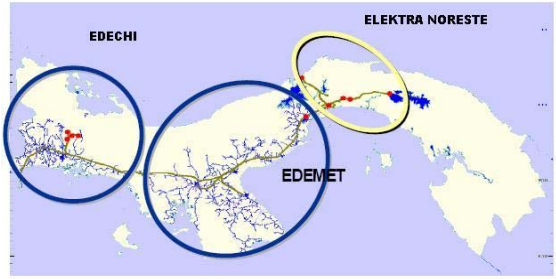
La distribución de energía eléctrica en Panamá está a cargo de tres empresas concesionarias: Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET),

Empresa de Distribución Chiriquí, S.A. (EDECHI)[17] y Empresa de Distribución Eléctrica Noreste, S.A. (ELEKTRA NORESTE), las cuales se crearon a partir de la reestructuración del IRHE a inicios de 1998. Cada una de dichas empresas ha suscrito de forma individual un Contrato de Concesión con la ASEP, el que determina la respectiva Zona de Concesión.

Empresa	Área de concesión
EDEMET	Parte occidental de la Ciudad de Panamá, el oeste de la provincia de Panamá y las provincias centrales (Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas).
EDECHI	Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
ELEKTRA NORESTE	Provincias de Colón y Darién, la Comarca de Kuna Yala, sector este de la ciudad y provincia de Panamá, el Golfo de Panamá y los sistemas aislados.

Fuente: ASEP

Zonas de Concesión de distribución eléctrica en Panamá



Fuente: EDEMET

Al 30 de junio de 2009, las empresas distribuidoras brindaron sus servicios a un total de 779,212 clientes, de los cuales EDEMET contaba con el 43% de los mismos, mientras que ELEKTRA Noreste y EDECHI con 44% y 13%, respectivamente.

Datos generales a junio 2009

	EDEMET	EDECHI	ELEKTRA Noreste
Número de clientes	336,551	102,210	340,451
Ventas (En GWh)	1,381	227	1,145

Fuente: ASEP

ANÁLISIS DE RIESGO: EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.

Los estados financieros de EDEMET al 31 de diciembre de 2008 (cierre fiscal) fueron auditados por Deloitte, conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Para los efectos del análisis realizado, también se emplearon estados financieros no auditados al 30 de septiembre de 2009.

Al respecto, debido a que las NIIF aún no reconocen el registro de activos y pasivos regulatorios[18], los auditores externos contemplan una salvedad en su opinión con relación a dichos registros. La Administración de EDEMET indica que dichos registros se realizan con la finalidad de mantener una correlación entre ingresos y gastos.

Estrategia de Negocios

La Empresa mantiene una estrategia enfocada en la búsqueda de mejorar la eficiencia mediante la reducción de pérdidas, mayores inversiones y control de gastos. EDEMET cuenta con el soporte de su accionista controlador para fortalecer sus prácticas de gestión.

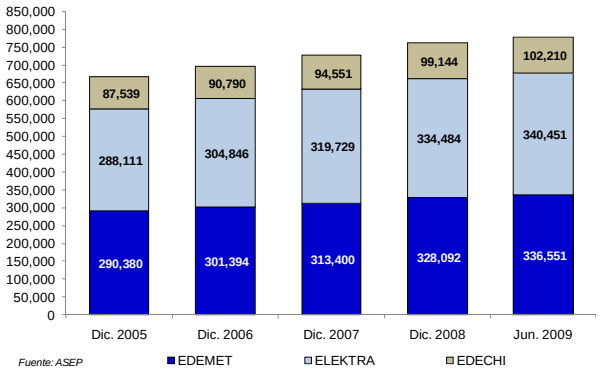
En el plano financiero, EDEMET cuenta con un proyecto de estructuración de deuda orientado a financiarse a mayores plazos y diversificar sus proveedores de fondos.

Perfil de Operaciones

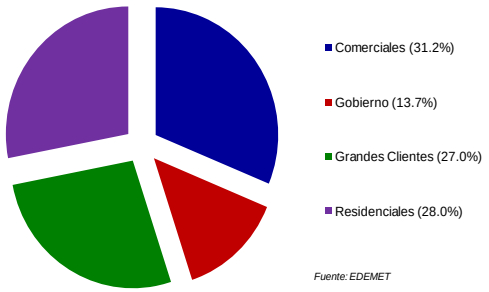
Al 30 de septiembre de 2009, EDEMET otorga sus servicios de distribución a 343,691 clientes en su Zona de Concesión, representando el 43% de la demanda total de energía eléctrica en Panamá. Las ventas de distribución de energía de EDEMET durante enero-septiembre 2009 fueron de 2,112 GWh (2,705 GWh durante todo el año 2008, según estadísticas de la ASEP), lo cual representa aproximadamente el 50% de la distribución eléctrica nacional.

La base de clientes de EDEMET ha mostrado un crecimiento estable a través de los años. El carácter exclusivo y monopólico de su actividad le permite a la Empresa operar bajo ningún tipo de competencia en su Zona de Concesión.

Número de clientes por empresa distribuidora



Distribución de ventas en GWh por tipo de cliente
(Durante enero-septiembre 2009)

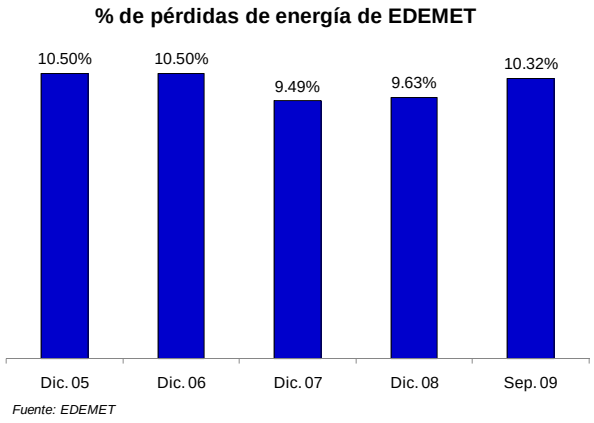


[17] Tanto EDEMET como EDECHI, pertenecen a un mismo grupo accionario (Gas Natural).

[18] La International Accounting Standards Board (IASB) se encuentra en la etapa de discursión y análisis sobre el reconocimiento de dichos activos y pasivos. La IASB planea emitir un documento estándar en el 2010.

La red de distribución de la Empresa se compone por un total de 54 subestaciones, 30,592 transformadores de media a baja tensión y líneas de distribución que alcanzan los 14,890 kilómetros de longitud (46.6%, 52.4% y 1.0% de líneas de baja, media y alta tensión, respectivamente).

Uno de los objetivos más importantes de la administración es mantener el nivel de pérdidas de energía eléctrica[19] en niveles cercanos a estándares internacionales, considerando las particularidades de la Empresa, a fin de alcanzar mejores niveles de eficiencia energética. Durante los nueve meses transcurridos en el 2009, la Empresa mostró un nivel de pérdidas del 10.3% (9.6% al cierre del 2008). El nivel de pérdidas referencial que la ASEP establece en su modelo regulatorio es 8.36% como promedio. No obstante, debe tenerse en cuenta que el nivel anual de pérdidas no técnicas de EDEMET está cercano al 1.5%.



La Empresa cuenta con proyectos específicos para reducir su nivel de pérdidas, lo que se reflejaría principalmente en el 2010.

Al 30 de septiembre de 2009, los activos de EDEMET totalizaron US$388.5 millones, de los cuales el 21.5% (US$83.6 millones) estuvieron conformados por cuentas por cobrar a clientes. Las facturas de EDEMET adquieren el status de morosas cuando sobrepasan 30 días luego del vencimiento.

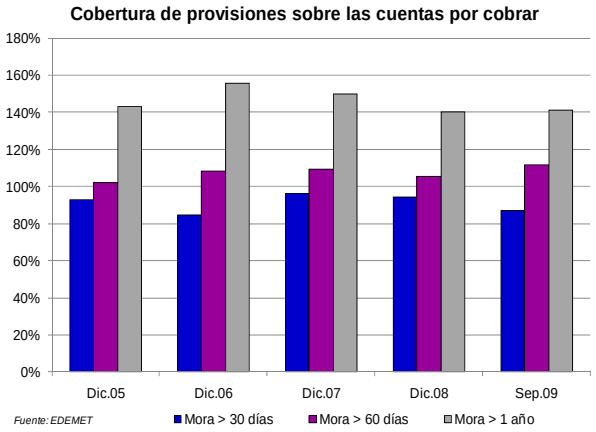
Índices de Morosidad sobre las Cuentas por Cobrar

	Dic.05	Dic.06	Dic.07	Dic.08	Sep.09
Mora > 30 días / C x C	30.1%	27.8%	28.3%	26.4%	29.9%
Mora > 60 días / C x C	27.3%	21.8%	24.9%	23.6%	23.3%
Mora > 1 año / C x C	19.5%	15.2%	18.1%	17.8%	18.4%

Fuente: EDEMET

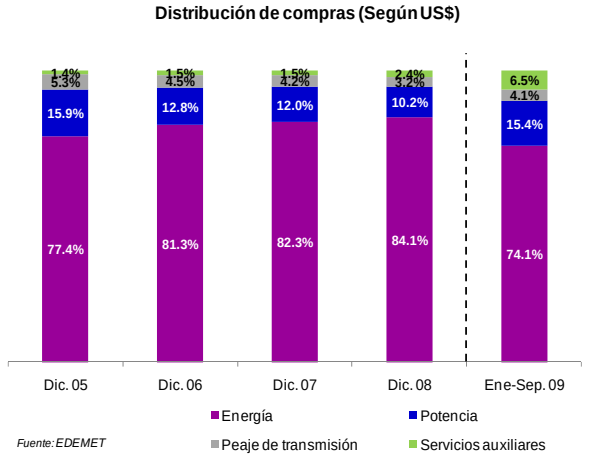
EDEMET ha cubierto el riesgo de morosidad a través de la constitución de provisiones por más del 100% de los saldos morosos mayores a 60 días. A septiembre 2009, las provisiones representaron el 112.0% y el 141.3% de las cuentas por cobrar a más de 60 días y un año, respectivamente.

[19] Pérdidas de energía = (Energía recibida del sistema de transmisión – Energía vendida a los clientes) / Energía recibida del sistema de transmisión.



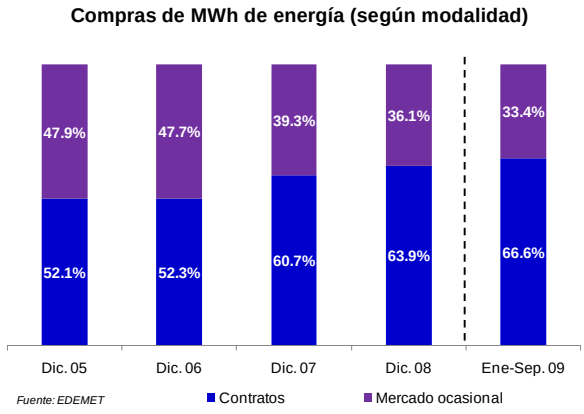
Ingresos y Egresos Operativos

Durante los nueve meses transcurridos en el 2009, EDEMET recibió US$349.9 millones en ventas por la facturación de la energía eléctrica y realizó compras totales por US$275.1 millones (US$567.5 millones y US$467.4 millones durante el 2008, respectivamente).

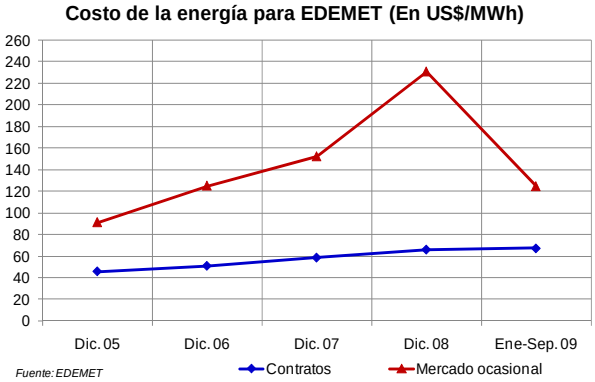


Las compras de energía por EDEMET durante enero – septiembre 2009 fueron de 2.4 millones MWh por un monto de US$204.6 millones. La Empresa realiza sus compras de energía mediante contratos de compra de energía a largo plazo (Power Purchase Agreements o PPA) a empresas generadoras o a través de compras de energía excedente en el mercado ocasional. Históricamente EDEMET compra una mayor cantidad de MWh de energía a través de contratos de energía, siendo la relación PPA/Mercado Ocasional de alrededor de 60%/40% para los tres últimos años.

La Empresa ha buscado reducir su porcentaje de compras en el mercado ocasional. Para ello ha realizado licitaciones que fueron declaradas desiertas. A través de las compras que se encuentra gestionando ETESA, la Administración prevé que podrán presentarse flujos más estables para EDEMET.

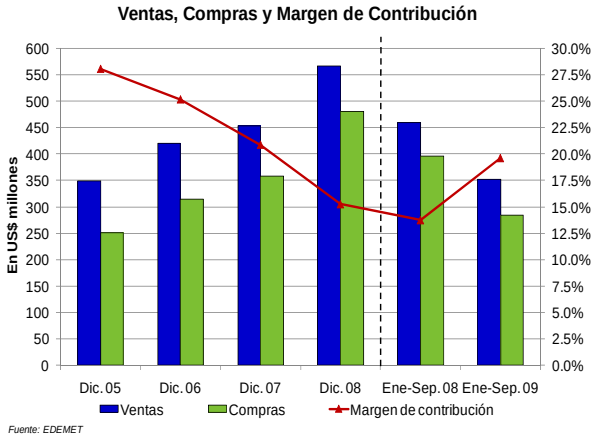


El 2008 fue un año atípico en lo referente a las compras de energía por parte de las empresas de distribución eléctrica, incluyendo a EDEMET. Ello se debió a que los costos de la energía se incrementaron en el mercado ocasional, principalmente por el aumento en el precio del petróleo. Durante el 2009, los costos de la energía en el mercado ocasional revirtieron su tendencia y se han ubicado en niveles cercanos a los del 2007.



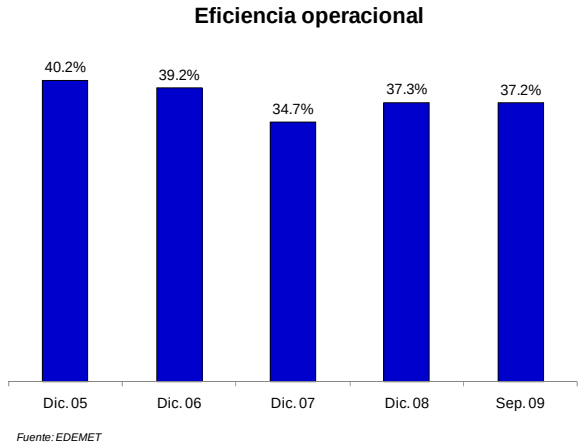
El modelo tarifario regulatorio vigente permite que las compras de energía y/o potencia que realice la Empresa se trasladen a los clientes a través de la facturación del servicio de distribución, mediante un modelo de *"pass-through"*. En ese contexto, si la Empresa realiza compras de energía a precios más altos de los presupuestados dentro del cálculo del VAD, entonces dicho sobrecosto se transfiere a los clientes a través de las tarifas, garantizándole a EDEMET la obtención de una tasa de retorno a la inversión razonable sobre la base de la metodología del cálculo del IMP.

Al 30 de septiembre de 2009, el margen de contribución [(Ingresos operativos – Egresos operativos) / Ingresos operativos] de la Empresa fue 19.6%, porcentaje superior a los 15.3% obtenidos a diciembre 2008. Dicho incremento guarda relación con la reducción de los precios de la energía durante el 2009, principalmente en el caso de los precios de las compras en el mercado ocasional. De esta forma se observa que los márgenes operativos de la Empresa se vieron ajustados durante el 2008, mostrando un repunte durante el 2009 producto del *pass-through* de la facturación a clientes. De esta forma, la utilidad operativa de EDEMET (Ingresos operativos – Egresos operativos) alcanzó US$69.2 millones durante enero – septiembre 2009, mostrando un crecimiento de 9.5% respecto de similar periodo del 2008.



Eficiencia y Rentabilidad

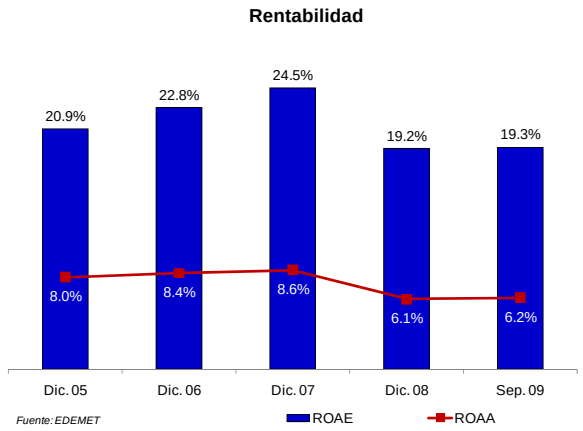
Uno de los objetivos más importantes de la Empresa es mejorar su nivel de eficiencia operacional[20]. Los gastos generales y administrativos totalizaron US$25.7 millones a septiembre 2009, mostrando un incremento de 5.6% respecto del año anterior. A septiembre de 2009, el indicador de eficiencia operacional de la Empresa se ubicó en 37.2% el cual fue más favorable que el 38.6% reportado en septiembre 2008.



EDEMET ha obtenido US$19.1 millones de utilidad neta en el periodo enero-septiembre 2009, 19.2% mayor respecto de similar periodo del 2008. Dicho monto evidencia características atípicas que se dieron en el 2008 y el efecto *pass-through* de las compras realizadas por EDEMET durante el año anterior lo cual fue trasladado a la facturación posteriormente. La utilidad neta de la Empresa muestra niveles entre US$23.2 millones y US$30.7 millones para los cuatro últimos años.

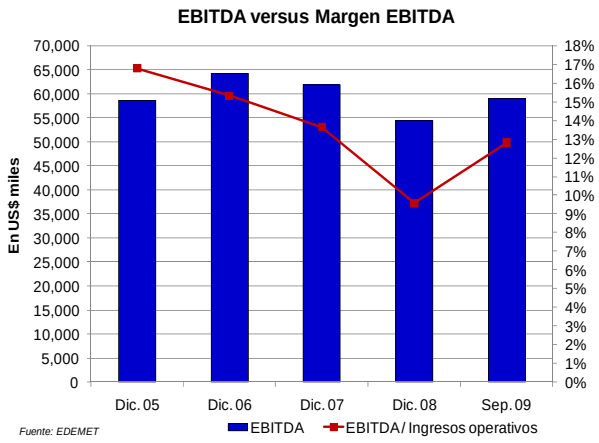
[20] Eficiencia Operacional = Gastos generales y administrativos / (Ingresos operativos – Egresos operativos). No incluyen los gastos de depreciación, ni amortización, ni los costos financieros.

De acuerdo con el análisis anterior, EDEMET cuenta con sólidos niveles de rentabilidad. Al 30 de septiembre de 2009, la Empresa reportó un ROAA[21] de 6.2% y un ROAE[22] de 19.3%.



Flujo de Caja e Inversiones

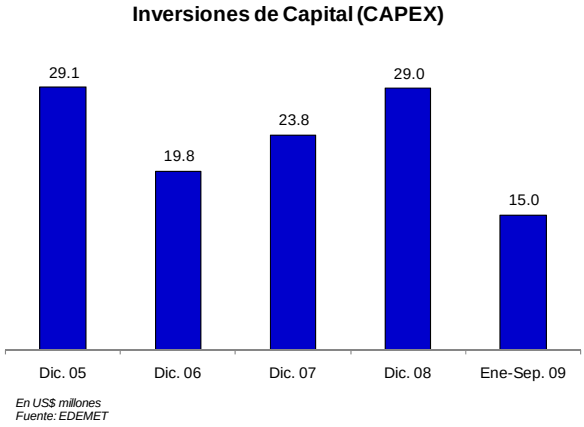
El EBITDA[23] mostrado en el presente informe considera los 12 últimos meses para evitar "estacionalidad" en las cifras. La Empresa acumuló un EBITDA de US$59.0 millones durante los 12 meses finalizados el 30 de septiembre de 2009. Dicho indicador se ha mantenido entre US$54.3 millones y US$64.3 millones durante los últimos años, lo cual aparte de brindar una característica de predictibilidad a los flujos operativos, también refleja un buen desempeño en cuanto a la generación de efectivo.



Siguiendo la misma tendencia que el margen de contribución, el margen EBITDA[24] tuvo una baja de 13.7% a 9.6% durante el 2008, año en que los costos de la energía y potencia tuvieron un importante alza vinculada al aumento del precio del petróleo. No obstante, al 30 de septiembre de 2009, dicho margen repunta hasta llegar a 12.8%, reflejando el efecto compensatorio de la regulación tarifaria y menores costos de la energía.

Las proyecciones de EDEMET para el 2010 prevén un EBITDA superior a los US$60 millones. La predictibilidad de la generación de flujo de caja de la Empresa, medidos con referencia al EBITDA, representa una de las mayores fortalezas de la Empresa. Los principales factores que guardan relación con lo anterior se manifiestan en la posición monopólica con la que cuenta EDEMET (área de concesión), en el modelo tarifario regulatorio vigente (rentabilidad en base al IMP) y al hecho de que el servicio prestado por la Empresa constituye un servicio público (utility), donde la distribución de energía eléctrica es un recurso básico para casi todos los usuarios.

Por su condición de empresa *utility*, EDEMET realiza inversiones de capital (CAPEX) a fin de mantener una infraestructura de operaciones idónea para la prestación del servicio y la mejora gradual en la eficiencia. La generación de caja de la Empresa le permite programar inversiones anuales entre US$20 millones y US$30 millones.



Deuda Financiera

La Empresa mantiene en balance US$77.0 millones de deuda financiera a largo plazo al 30 de septiembre de 2009, representando el 30.3% de los pasivos y 19.8% de los activos. Dicho monto está conformado por facilidades de financiamiento con cuatro entidades bancarias locales, cuya amortización del capital se realizará al vencimiento de dichos préstamos[25].

Cabe señalar que para la deuda a largo plazo se estableció una garantía de fianza cruzada por parte de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), debido a que EDEMET y EDECHI son gestionadas por un único accionista controlador. La actual gestión financiera está buscando independizar los compromisos y obligaciones financieras de ambas subsidiarias del Grupo. En ese contexto, EDEMET se encuentra programando la emisión de deuda corporativa sin la participación de EDECHI.

[21] ROAA (Return on Average Assets) = Utilidad 12 últimos meses / Activos promedio.

[22] ROAA (Return on Average Equity) = Utilidad 12 últimos meses / Patrimonio promedio.

[23] EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization) = Utilidad Operativa + Depreciación y Amortización.

[24] Margen EBITDA = EBITDA / Ingresos Operativos.

[25] Dos líneas vencen en junio 2011, mientras que las restantes lo hacen en diciembre 2012 y junio 2014.

La Empresa se encuentra preparando una emisión de Valores Comerciales Negociables (VCN) por un monto de hasta US$50 millones en circulación para sustituir --al menos parcialmente-- su deuda financiera actual que corresponde a líneas de crédito con entidades bancarias panameñas.

Las actuales obligaciones a largo plazo mantienen una serie de resguardos o *covenants* financieros, los cuales la Empresa debe mantener durante la vigencia de dichas obligaciones[26]. La información financiera sujeta al cumplimiento de los *covenants* combina las cifras de EDEMET y EDECHI.

Los principales resguardos financieros son:

- Mantener una razón de EBITDA/Gastos financieros de no menos de 3.0 veces.
- Mantener un índice de Deuda financiera sobre EBITDA no mayor de 4.25 veces.

Covenants de la Deuda de Largo Plazo

EDEMET-EDECHI	Condición	Sep-07	Sep-08	Sep-09
A) EBITDA / Gastos financieros	> 3.0	7.80	7.94	8.37
B) Deuda financiera / EBITDA	< 4.25	1.87	2.48	1.45

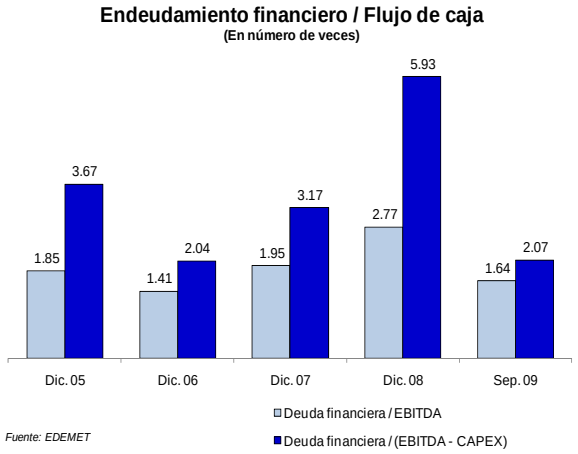
En número de veces

Fuente: EDEMET

Adicionalmente, existe un tercer *covenant* financiero [(EBITDA – dividendos a los accionistas) / Servicio de la deuda[27]] que debe ser mayor a 1.10 veces, el cual ha sido cumplido con holgura, debido a que toda la deuda de largo plazo es *bullet*[28]. A la fecha del presente informe, los *covenants* se han mantenido en niveles holgados de cumplimiento, lo cual se espera que no varíe en el largo plazo.

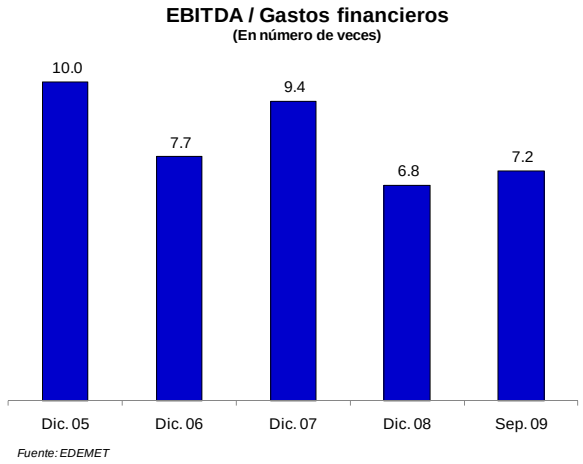
A septiembre 2009, EDEMET mantiene una deuda financiera de corto plazo de US$19.7 millones, las cuales representaron el 20.3% de la deuda financiera total. Aunque la empresa tiene como objetivo estructurar su deuda hacia plazos mayores, para lo cual no descarta una emisión de bonos en una etapa previa contempla la emisión de VCN, por lo que la participación de la deuda de corto plazo podría aumentar temporalmente.

La relación Deuda/EBITDA fue de 1.64 veces a septiembre 2009, siendo 2.77 veces en diciembre 2008. Otra aproximación del nivel de endeudamiento financiero de la Empresa respecto de sus flujos de caja, se percibe mediante [Deuda / (EBITDA – CAPEX)]. El mencionado indicador fue 2.20 veces[29] a septiembre 2009, cuyo nivel máximo estuvo por 5.93 veces a diciembre 2008.



Se debe tomar en cuenta que los flujos de caja de la Empresa fueron impactados negativamente durante el 2008, a causa de los mayores costos de la energía y potencia. En ese contexto se espera que a futuro, bajo escenarios normales, el ratio analizado no sufra una variación significativa.

La cobertura de intereses[30] EDEMET fue 7.25 veces a septiembre 2009 (6.79 veces a diciembre 2008). Dicho indicador muestra la holgura financiera con la que cuenta EDEMET para el pago de sus obligaciones financieras mínimas.



Liquidez y Solvencia

La Empresa mantiene una relación de activos corrientes sobre pasivos corrientes (liquidez general)[31] de 0.86 veces a septiembre 2009. A pesar de que generalmente el indicador se ha ubicado por debajo de 1.0 veces, se toma en cuenta que el esquema de negocios de EDEMET involucra realizar desembolsos de efectivo periódicamente. En ese contexto, mantener mayores niveles de efectivo y depósitos en bancos para incrementar el indicador de liquidez general, no resultaría conveniente para la Empresa por razones financieras.

[26] Los resguardos se medirán trimestralmente en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.

[27] Corresponde a la amortización anual de la deuda.

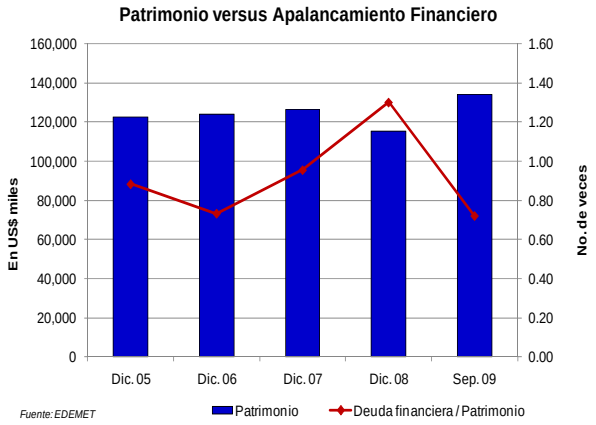
[28] Amortización al vencimiento (el servicio de la deuda coincide con los gastos financieros).

[29] El EBITDA y el CAPEX fueron anualizados.

[30] EBITDA / Gastos financieros.

[31] Incluye inventario neto de provisiones por deterioro.

Al 30 de septiembre de 2009, el patrimonio de la Empresa totalizó US$134.3 millones, ocupando el 34.6% de los activos. La capitalización de EDEMET se considera moderada respecto de los estándares de otras empresas corporativas. Por otra parte, el endeudamiento patrimonial (pasivos / patrimonio) alcanzó 1.89 veces a la misma fecha. En ese contexto, EDEMET reportó un apalancamiento financiero[32] de 72.0%, el cual podría incrementarse en el 2010 por mayores actividades de inversión (CAPEX).



La estable generación de flujos de efectivo ha permitido que la Empresa reparta dividendos sobre el 100% de la utilidad neta reportada en el Estado de Resultados durante sus años de operación.

Contingencias

Por la naturaleza de sus operaciones, principalmente por su cualidad de empresa *utility*, EDEMET está expuesta a afrontar litigios y reclamos que se originan en el curso normal de sus operaciones. Aunque muchas de ellas no representan una amenaza para la Empresa, existen casos muy puntuales que contemplan demandas económicas.

A la fecha del presente informe, la Empresa mantiene un proceso contencioso-administrativo en contra de la ASEP, quien le ordenó a EDEMET devolver US$24.6 millones a clientes por tarifas supuestamente cobradas en exceso. Por otro lado, tanto EDEMET como EDECHI se encuentran demandados por Samba Bonita Power & Metals, S.A, quien fue una empresa de generación eléctrica en Panamá. La parte demandante solicita una indemnización de hasta US$1,185 millones por supuestos daños y perjuicios a causa del no perfeccionamiento de un contrato de suministro de energía.

Para ambos casos, la Administración y sus asesores legales externos consideran que existe una muy baja probabilidad de que se falle en contra de EDEMET.

[32] Deuda financiera / Patrimonio.

CARACTERÍSTICAS DE LA EMISIÓN DE VALORES COMERCIALES NEGOCIABLES

Monto de la emisión: US$50 millones.
Moneda: Dólares de los Estados Unidos de América.
Emisiones y series: Tantas series como así lo estime EDEMET y la demanda del mercado al momento de cada respectiva emisión.
Plazo de la emisión: No mayor a 360 días contados a partir de la fecha de su emisión.
Amortización del principal: El pago a capital se efectuará transcurrido el plazo pactado de la emisión.
Prelación: El pago de capital e intereses de los VCN no tendrá preferencia sobre las demás acreencias de EDEMET.
Tasa de interés: Será determinada por EDEMET al momento de efectuarse la oferta de venta.
Redención anticipada: Los VCN no tendrán facultad de redención anticipada.
Garantía: Los VCN quedarán garantizados en forma genérica con el Crédito de EDEMET.
Destino de los recursos: Capital de trabajo.
Principal fuente de repago: El repago de capital e intereses de los VCN provendrá de los recursos financieros generales y de las operaciones del giro tradicional de EDEMET. Esta emisión no contará con fondo de redención.

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.
BALANCE GENERAL
en miles de dólares

	Dic-05	%	Dic-06	%	Dic-07	%	Sep-08	%	Dic-08	%	Sep-09	%
ACTIVOS												
Activo corriente (circulante)	**65,153**	**19.6**	**65,343**	**19.4**	**90,212**	**24.1**	**155,237**	**34.0**	**92,668**	**23.9**	**90,249**	**23.2**
Clientes y otras cuentas por cobrar	59,326	17.9	60,021	17.8	73,219	19.5	140,032	30.6	86,349	22.3	83,561	21.5
Otros activos corrientes	2,454	0.7	338	0.1	11,898	3.2	11,951	2.6	2,977	0.8	6,055	1.6
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,373	1.0	4,984	1.5	5,096	1.4	3,254	0.7	3,343	0.9	633	0.2
Activo no corriente (inmovilizado)	**267,061**	**80.4**	**271,959**	**80.6**	**284,477**	**75.9**	**301,866**	**66.0**	**294,905**	**76.1**	**298,257**	**76.8**
Inmovilizados materiales, neto de depreciación acumulada	**263,508**	**79.3**	**266,233**	**78.9**	**275,380**	**73.5**	**287,915**	**63.0**	**289,459**	**74.7**	**292,960**	**75.4**
Inmovilizados materiales en explotación	453,510	136.5	472,186	140.0	479,179	127.9	492,967	107.8	503,523	129.9	512,888	132.0
Inventario, neto de provisión por deterioro	9,525	2.9	6,698	2.0	9,566	2.6	17,788	3.9	12,030	3.1	16,487	4.2
Depreciación acumulada	-199,527	-60.1	-212,651	-63.0	-213,365	-56.9	-222,840	-48.8	-226,095	-58.3	-236,415	-60.9
Activos intangibles	1,133	0.3	1,325	0.4	2,245	0.6	2,340	0.5	2,954	0.8	2,700	0.7
Inversión en asociada	219	0.1	219	0.1	4,577	1.2	219	0.0	219	0.1	219	0.1
Activos por impuestos diferidos	1,030	0.3	2,927	0.9	951	0.3	9,979	2.2	832	0.2	893	0.2
Otros activos no corrientes	1,170	0.4	1,254	0.4	1,324	0.4	1,413	0.3	1,441	0.4	1,484	0.4
TOTAL DE ACTIVOS	**332,214**	**100**	**337,302**	**100**	**374,689**	**100**	**457,103**	**100**	**387,573**	**100**	**388,506**	**100**
PASIVOS												
Pasivo corriente (de corto plazo)	**141,486**	**42.6**	**117,658**	**34.9**	**112,932**	**30.1**	**172,125**	**37.7**	**139,888**	**36.1**	**123,818**	**31.9**
Deuda financiera	75,804	22.8	31,848	9.4	34,802	9.3	77,839	17.0	73,229	18.9	19,663	5.1
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	56,034	16.9	62,520	18.5	69,069	18.4	89,716	19.6	59,701	15.4	86,759	22.3
Otros pasivos corrientes	9,648	2.9	23,291	6.9	9,061	2.4	4,570	1.0	6,957	1.8	17,396	4.5
Pasivo no corriente (de largo plazo)	**68,351**	**20.6**	**95,492**	**28.3**	**135,278**	**36.1**	**146,807**	**32.1**	**132,267**	**34.1**	**130,372**	**33.6**
Deuda financiera	32,206	9.7	59,014	17.5	85,947	22.9	77,000	16.8	77,000	19.9	77,000	19.8
Pasivos por impuestos diferidos	7,758	2.3	4,887	1.4	9,485	2.5	25,320	5.5	10,640	2.7	6,504	1.7
Otros pasivos no corrientes	28,387	8.5	30,291	9.0	38,546	10.3	42,642	9.3	43,627	11.3	45,335	11.7
Provisión para contingencias	0	0.0	1,300	0.4	1,300	0.3	1,844	0.4	1,000	0.3	1,533	0.4
TOTAL DE PASIVOS	**209,836**	**63.2**	**213,150**	**63.2**	**248,210**	**66.2**	**318,932**	**69.8**	**272,155**	**70.2**	**254,190**	**65.4**
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS												
Capital suscrito	82,652	24.9	82,652	24.5	82,635	22.1	82,635	18.1	82,635	21.3	82,635	21.3
Reservas de capital	5,099	1.5	5,099	1.5	5,099	1.4	5,099	1.1	5,099	1.3	5,099	1.3
Utilidad del ejercicio	25,707	7.7	28,081	8.3	30,701	8.2	16,049	3.5	23,244	6.0	19,124	4.9
Utilidades no distribuidas	8,919	2.7	8,320	2.5	8,044	2.1	34,388	7.5	4,440	1.1	27,458	7.1
TOTAL PATRIMONIO	**122,377**	**36.8**	**124,152**	**36.8**	**126,479**	**33.8**	**138,171**	**30.2**	**115,419**	**29.8**	**134,316**	**34.6**
TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO	**332,214**	**100**	**337,302**	**100**	**374,689**	**100**	**457,103**	**100**	**387,573**	**100**	**388,506**	**100**

Fuente: Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.
ESTADO DE RESULTADOS
(en miles de dólares)

	Dic-05	%	Dic-06	%	Dic-07	%	Sep-08	%	Dic-08	%	Sep-09	%
Ingresos Operativos	**348,878**	**100**	**419,684**	**100**	**453,517**	**100**	**459,898**	**100**	**567,521**	**100**	**352,816**	**100**
Ventas	341,230	97.8	413,412	98.5	448,894	99.0	456,960	99.4	563,606	99.3	349,903	99.2
Otros ingresos	7,649	2.2	6,272	1.5	4,623	1.0	2,938	0.6	3,916	0.7	2,913	0.8
Egresos Operativos	**250,956**	**71.9**	**314,006**	**74.8**	**358,783**	**79.1**	**396,695**	**86.3**	**480,948**	**84.7**	**283,607**	**80.4**
Compras	238,458	68.4	298,652	71.2	345,882	76.3	386,382	84.0	467,449	82.4	275,118	78.0
Otros egresos	12,497	3.6	15,354	3.7	12,901	2.8	10,313	2.2	13,499	2.4	8,489	2.4
UTILIDAD OPERATIVA	**97,922**	**28.1**	**105,678**	**25.2**	**94,734**	**20.9**	**63,203**	**13.7**	**86,573**	**15.3**	**69,209**	**19.6**
Gastos generales y administrativos	**39,383**	**11.3**	**41,415**	**9.9**	**32,828**	**7.2**	**24,391**	**5.3**	**32,256**	**5.7**	**25,748**	**7.3**
Gastos de personal, neto de activación de gastos operativos	10,623	3.0	9,269	2.2	6,465	1.4	4,967	1.1	6,480	1.1	6,709	1.9
Otros gastos generales y administrativos	28,761	8.2	32,146	7.7	26,364	5.8	19,424	4.2	25,776	4.5	19,040	5.4
UTILIDAD OPERATIVA ANTES DE DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN	**58,539**	**16.8**	**64,263**	**15.3**	**61,906**	**13.7**	**38,812**	**8.4**	**54,317**	**9.6**	**43,461**	**12.3**
Depreciación y amortización	15,292	4.4	16,093	3.8	14,192	3.1	10,435	2.3	14,006	2.5	11,093	3.1
UTILIDAD DESPUÉS DE DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN	**43,247**	**12.4**	**48,170**	**11.5**	**47,714**	**10.5**	**28,377**	**6.2**	**40,312**	**7.1**	**32,367**	**9.2**
Gastos financieros netos	5,826	1.7	8,359	2.0	6,561	1.4	5,987	1.3	7,997	1.4	6,127	1.7
Más: Ingresos financieros	1,245	0.4	1,239	0.3	1,917	0.4	582	0.1	1,202	0.2	1,069	0.3
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA	**38,666**	**11.1**	**41,050**	**9.8**	**43,069**	**9.5**	**22,972**	**5.0**	**33,517**	**5.9**	**27,309**	**7.7**
Impuesto sobre la renta	12,959	3.7	12,969	3.1	12,368	2.7	6,922	1.5	10,273	1.8	8,185	2.3
UTILIDAD NETA	**25,707**	**7.4**	**28,081**	**6.7**	**30,701**	**6.8**	**16,049**	**3.5**	**23,244**	**4.1**	**19,124**	**5.4**

Fuente: Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

INDICADORES FINANCIEROS	Dic-05	Dic-06	Dic-07	Sep-08	Dic-08	Sep-09
Rentabilidad y Flujos						
Margen de contribución[1]	28.1%	25.2%	20.9%	13.7%	15.3%	19.6%
Eficiencia operacional[2]	40.2%	39.2%	34.7%	38.6%	37.3%	37.2%
Gastos generales y administrativos 12 últimos meses / Activos promedio	12.3%	12.4%	9.2%	7.6%	8.5%	8.0%
EBITDA[3] 12 últimos meses (En US$ miles)	58,539	64,263	61,906	58,534	54,317	58,966
EBITDA 12 últimos meses / Ingresos operativos 12 últimos meses	16.8%	15.3%	13.7%	10.3%	9.6%	12.8%
Depreciación y amortización / Ingresos operativos	4.4%	3.8%	3.1%	2.3%	2.5%	3.1%
Gastos financieros / Ingresos operativos	1.7%	2.0%	1.4%	1.3%	1.4%	1.7%
EBITDA 12 últimos meses / Gastos financieros 12 últimos meses (veces)	10.05	7.69	9.43	7.60	6.79	7.25
Margen neto[4]	7.4%	6.7%	6.8%	3.5%	4.1%	5.4%
ROAA[5]	8.0%	8.4%	8.6%	6.6%	6.1%	6.2%
ROAE[6]	20.9%	22.8%	24.5%	19.3%	19.2%	19.3%
Liquidez e Inversiones						
Liquidez general (veces)[7]	0.53	0.61	0.88	1.01	0.75	0.86
Liquidez ácida (veces)[8]	0.44	0.55	0.69	0.83	0.64	0.68
Capital de trabajo (En US$ miles)[9]	-76,333	-52,315	-22,719	-16,889	-47,219	-33,569
Activos corrientes / Pasivos totales	31.0%	30.7%	36.3%	48.7%	34.0%	35.5%
Cuentas por cobrar / Activos	17.9%	17.8%	19.5%	30.6%	22.3%	21.5%
CAPEX[10] (En US$ miles)	29,077	19,829	23,823	31,603	28,995	14,978
Endeudamiento Financiero						
Deuda financiera (En US$ miles)	108,010	90,862	120,748	154,839	150,229	96,663
% de deuda financiera de corto plazo	70.2%	35.1%	28.8%	50.3%	48.7%	20.3%
Utilidad neta / Deuda financiera de corto plazo	33.9%	88.2%	88.2%	20.6%	31.7%	97.3%
Gastos financieros 12 últimos meses / Deuda financiera promedio	3.7%	5.8%	3.9%	3.8%	3.8%	4.7%
Deuda financiera / EBITDA 12 últimos meses (veces)	1.85	1.41	1.95	2.65	2.77	1.64
Deuda financiera / Pasivos	51.5%	42.6%	48.6%	48.5%	55.2%	38.0%
Deuda financiera / Patrimonio	88.3%	73.2%	95.5%	112.1%	130.2%	72.0%
Deuda financiera / (EBITDA 12 últ. meses - CAPEX) (veces)	3.67	2.04	3.17	5.75	5.93	2.07
Solvencia						
Activo fijo[11] / Patrimonio	216.3%	215.5%	219.5%	210.1%	253.3%	220.1%
Pasivos / Activos	63.2%	63.2%	66.2%	69.8%	70.2%	65.4%
Pasivos corrientes / Pasivos totales	67.4%	55.2%	45.5%	54.0%	51.4%	48.7%
Pasivos / Patrimonio (veces)	1.71	1.72	1.96	2.31	2.36	1.89
Pasivos corrientes / Patrimonio	115.6%	94.8%	89.3%	124.6%	121.2%	92.2%
Patrimonio / Activos	36.8%	36.8%	33.8%	30.2%	29.8%	34.6%

Elaboración: Equilibrium

[1] *Margen de contribución = (Ingresos operativos - Aprovisionamientos) / Ingresos operativos*

[2] *Eficiencia operacional = Gastos generales y administrativos / Utilidad Operativa*

[3] *EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization) = Utilidad operativa antes de depreciación y amortización*

[4] *Utilidad neta / Ingresos operativos*

[5] *ROAA (Return On Average Assets)= Utilidad neta 12 meses / {(Activo $_t$ + Activo $_{t-1}$) /2}*

[6] *ROAE (Return On Average Equity) = Utilidad neta 12 meses / {(Patrimonio $_t$ + Patrimonio $_{t-1}$) / 2}*

[7] *Liquidez general = (Activos corrientes + Inventario neto) / Pasivos corrientes*

[8] *Liquidez ácida = (Activos corrientes - otros activos corrientes) / Pasivos corrientes*

[9] *Capital de trabajo = Activos corrientes - Pasivos corrientes*

[10] *CAPEX (Capital Expenditure) = Inversiones de capital*

[11] *Activo fijo = Inmovilizados materiales, netos de depreciación + Activos intangibles*