



EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. tiene por Objeto: "La realización de todos los negocios relativos a la provisión y suministros de Luz y Fuerza Eléctrica, compra y venta de mercancías y materiales del ramo, importación y exportación de materiales de electricidad y en general de todas las transacciones y servicios inherentes a la índole del negocio
NÚMERO DE INSCRIPCIÓN DEL EMISOR EN EL REGISTRO DEL MERCADO DE VALORES: SPVS-IV-EM-EE0-029/2000
RESOLUCIÓN DE LA AUTORIDAD DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO QUE INSCRIBE EL PROGRAMA DE EMISIONES EN EL REGISTRO DEL MERCADO DE VALORES DE ASFI: ASFI Nº 499/2012 DE FECHA 28 DE SEPTIEMBRE DE 2012

PROSPECTO MARCO PARA UN PROGRAMA DE EMISIONES DE BONOS

"El Prospecto Marco debe ser leído conjuntamente con el Prospecto Complementario correspondiente a los valores que serán ofrecidos, para acceder a la información necesaria que permita entender todas las implicancias relativas a las emisiones que serán efectuadas"

DENOMINACIÓN DEL PROGRAMA DE EMISIONES:

"BONOS ELFEOSA I"

MONTO AUTORIZADO DEL PROGRAMA DE EMISIONES:

Bs.70.000.000.-

(SETENTA MILLONES 00/100 BOLIVIANOS)

Plazo del Programa	Un mil ochenta (1.080) días calendario computables desde el día siguiente hábil de notificada la Resolución ASFI, que autorice e inscriba el Programa en el RMV de ASFI.
Moneda en la que se expresarán las Emisiones que forman parte del programa	Bolivianos (Bs) o Bolivianos con Mantenimiento de Valor al Dólar de los Estados Unidos de América (MVDOL) o Dólares de los Estados Unidos de América (US\$).
Precio de Colocación	Mínimamente a la par del valor nominal
Forma de Representación de los Valores que formen parte del Programa	Mediante anotaciones en cuenta en el Sistema de Registro de Anotaciones en Cuenta a cargo de la Entidad de Depósito de Valores de Bolivia ("EDV"), de acuerdo a regulaciones legales vigentes.
Forma de Circulación de los Valores	A la Orden. La Sociedad reputará como titular de un Bono perteneciente a las Emisiones dentro del Programa, a quien figure registrado en el Sistema de Registro de Anotaciones en Cuenta a cargo de la EDV. Adicionalmente, los gravámenes sobre los Bonos anotados en cuenta, serán también registrados en el Sistema a cargo de la EDV.
Plazo de Colocación primaria de cada Emisión dentro del Programa	El Plazo de Colocación primaria de cada Emisión dentro del Programa será de ciento ochenta (180) días calendario, computables a partir de la fecha de Emisión.
Tasa de Interés	La tasa de interés de las Emisiones dentro del Programa será determinada de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2siguiente, referido a Delegación de Definiciones. El cálculo será efectuado sobre la base del año comercial de trescientos sesenta (360) días.
Tipo de Bonos a Emitirse	Obligacionales y redimibles a plazo fijo.
Procedimiento de colocación primaria	Será determinado para cada Emisión dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.
Garantía	Las Emisiones dentro del Programa estarán respaldadas por una Garantía Quirografaria de la Sociedad.
Rescate Anticipado	La determinación de los procedimientos y condiciones de rescate anticipado aplicables para cada una de las Emisiones que compongan el Programa serán determinados de conformidad a la Delegación de Definiciones establecida en el inciso 2.2del presente Prospecto Marco.
Monto de cada Emisión dentro del programa	A ser determinado de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.
Valor Nominal de los Bonos	El valor nominal de los Bonos será determinado para cada una de las Emisiones dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.
Plazo de las Emisiones dentro del Programa	El plazo de cada una de las Emisiones de Bonos dentro del Programa será determinado de conformidad a lo mencionado en el numeral 2.2siguiente, referido a Delegación de Definiciones. Todos los plazos serán computados a partir de la fecha de Emisión.
Forma de Amortización de Capital y Pago de Intereses de cada Emisión que compone el Programa	La forma de amortización de capital y el pago de intereses serán efectuados de la siguiente manera: a) En el día del vencimiento de cada Cupón: la(s) amortización(es) de capital y pago de intereses correspondientes se pagarán contra la presentación de la identificación respectiva en base a la lista emitida por la EDV. b) A partir del día siguiente hábil de la fecha de vencimiento de cada Cupón: la(s) amortización(es) de capital y pago de intereses correspondientes se pagarán contra la presentación del Certificado de Acreditación de Titularidad (CAT) emitido por la EDV, dando cumplimiento a las normas legales vigentes aplicables.
Periodicidad de Amortización de Capital y Pago de Intereses	El plazo para el pago de los Cupones (Amortización de Capital y Pago de Intereses) será determinado para cada Emisión dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2siguiente, referido a Delegación de Definiciones.
Mecanismo de Negociación	Mercado primario y secundario, tanto extrabursátil como bursátil. de acuerdo a la Delegación de Definiciones, establecidas en el numeral 2.2 siguiente
Modalidad de Colocación	A mejor esfuerzo.

CALIFICACIÓN DE RIESGO	Cada una de las Emisiones dentro del Programa contará con Calificación de Riesgo practicada por cualquiera de las Empresas Calificadoras de Riesgo, debidamente autorizadas e inscritas en el RMV de ASFI.
-------------------------------	--

LA CALIFICACIÓN DE RIESGO NO CONSTITUYE UNA SUGERENCIA O RECOMENDACIÓN PARA COMPRAR, VENDER O MANTENER UN VALOR, NI UN AVAL O GARANTÍA DE UNA EMISIÓN O SU EMISOR; SINO UN FACTOR COMPLEMENTARIO PARA LA TOMA DE DECISIONES DE INVERSIÓN.

VÉASE LA SECCIÓN 4 "FACTORES DE RIESGO" COMUNES A TODAS LAS EMISIONES DEL PROGRAMA EN LA PÁGINA No. 51, LA CUAL CONTIENE UNA EXPOSICIÓN DE CIERTOS FACTORES QUE DEBERÍAN SER CONSIDERADOS POR LOS POTENCIALES ADQUIERENTES DE LOS VALORES OFRECIDOS.

DISEÑO Y ESTRUCTURACIÓN DEL PROGRAMA DE EMISIONES, ELABORACIÓN DEL PROSPECTO MARCO Y COLOCACIÓN DE LAS EMISIONES COMPRENDIDAS DENTRO DEL PROGRAMA DE EMISIONES:



LA AUTORIDAD DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO NO SE PRONUNCIA SOBRE LA CALIDAD DE LOS VALORES OFRECIDOS COMO INVERSIÓN NI POR LA SOLVENCIA DEL EMISOR. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO MARCO ES DE RESPONSABILIDAD EXCLUSIVA DEL EMISOR Y DEL O LOS RESPONSABLES QUE HAN PARTICIPADO EN SU ELABORACIÓN, CUYOS NOMBRES APARECEN IMPRESOS EN ESTA CUBIERTA.

EL INVERSIONISTA DEBERÁ EVALUAR LA CONVENIENCIA DE LA ADQUISICIÓN DE ESTOS VALORES, TENIENDO PRESENTE QUE ÉL O LOS ÚNICOS RESPONSABLES DEL PAGO DE LOS VALORES SON EL EMISOR Y QUIENES RESULTEN OBLIGADOS A ELLO. LA DOCUMENTACIÓN RELACIONADA AL PROGRAMA DE EMISIONES ES DE CARÁCTER PÚBLICO Y SE ENCUENTRA DISPONIBLE PARA EL PÚBLICO EN GENERAL EN LA AUTORIDAD DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO, BOLSA BOLIVIANA DE VALORES S.A., BNB VALORES S.A. AGENCIA DE BOLSA Y EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A.

LA PAZ, SEPTIEMBRE DE 2012

Declaración Jurada del Representante Legal de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

ACTA DE AUDIENCIA DE DECLARACION
JURADA VOLUNTARIA

En la ciudad de Oruro a horas quince del día miércoles trece de junio de dos mil doce años, el personal del Juzgado de Instrucción Quinto en lo Civil de la Capital (Oruro - Bolivia), compuesto por la Sra. Juez Dra. Natividad Marilu García y la suscrita Actuaría se constituyeron en audiencia de DECLARACION JURADA dentro el proceso civil voluntario seguido por CARLOS RAMIRO DULON PEREZ, en su calidad de Gerente y en representación de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

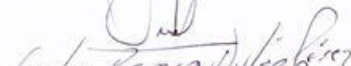
Acto seguido se hizo presente el Sr. CARLOS RAMIRO DULON PEREZ, mayor de edad, casado, Ing. Eléctrico, con C.I. N° 2326253 L.P., con domicilio en calle Bolívar N° 1221 entre Baptista y Linares, quien previo juramento prestado en legal forma y conforme los puntos expuestos en el memorial de fecha 11 de junio de 2012 años, cursante a fs. 49 de obrados, manifestó lo siguiente:

AL PRIMERO: Es cierto y evidente que yo, CARLOS RAMIRO DULON PEREZ en representación de la Empresa de Luz y fuerza Eléctrica de Oruro S.A., he presentado ante la Autoridad de supervisión del Sistema Financiero una declaración respecto a la veracidad de la información presentada como parte de la solicitud de autorización e inscripción en el Registro de Mercado de Valores de la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I.

AL SEGUNDO: Es cierto y evidente que manifiesto no tener conocimiento de información relevante alguna que haya sido omitida, tergiversada o que conlleve a errores en el presente Prospecto Marco.

Con lo que concluyo el acto leído que le fue la presente persistiendo en su tenor firmando en constancia junto a la Dra. Natividad Marilu García Juez Instructor Quinto en lo Civil de la Capital (Oruro - Bolivia) y la suscrita actuaría de lo que certifico.-


Dra. Natividad Marilu García
JUEZA
JUZGADO DE INSTRUCCION 5to EN LO CIVIL
ORURO - BOLIVIA


Carlos Ramiro Dulon Perez
C.I. 2326253 L.


Ante mí
Leonor J. Soto Perez
ACTUARIA
JUZGADO DE INSTRUCCION 5to EN LO CIVIL
Oruro - Bolivia

ACTA DE AUDIENCIA DE DECLARACION

JURADA VOLUNTARIA

En la ciudad de Oruro a horas quince del día miércoles trece de junio de dos mil doce años, el personal del Juzgado de Instrucción Quinto en lo Civil de la Capital (Oruro - Bolivia), compuesto por la Sra. Juez Dra. Natividad Marilú García y la suscrita Actuaría se constituyeron en audiencia de DECLARACION JURADA dentro el proceso civil voluntario seguido por VICTOR JORGE CASTRO GONZALES, en su calidad de Superintendente de Finanzas y Administración en representación de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.


Acto seguido se hizo presente el Sr. VICTOR JORGE CASTRO, mayor de edad, Soltero, economista, con C.I. N° 3110989 Or., con domicilio en C. Baptista No. 185 Ayacucho Cbba., quien previo juramento prestado en legal forma y conforme los puntos expuestos en el memorial de fecha 11 de junio de 2012 años, cursante a fs. 49 de obrados, manifestó lo siguiente:

AL PRIMERO: Es cierto y evidente que yo, Victor Jorge Castro Gonzáles en representación de la Empresa de Luz y fuerza Eléctrica de Oruro S.A. , he presentado ante la Autoridad de supervisión del Sistema Financiero una declaración respecto a la veracidad de la información presentada como parte de la solicitud de autorización e inscripción en el Registro de Mercado de Valores de la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I.

AL SEGUNDO: Es cierto y evidente que manifiesto no tener conocimiento de información relevante alguna que haya sido omitida, tergiversada o que conlleve a errores en el presente Prospecto Marco.

Con lo que concluyo el acto leído que le fue la presente persistiendo en su tenor firmando en constancia junto a la Dra. Natividad Marilú García Juez Instructor Quinto en lo Civil de la Capital (Oruro - Bolivia) y la suscrita actuaría de lo que certifico.-


Dra. Natividad Marilú García
JUEZA
JUZGADO DE INSTRUCCION 5to. EN LO CIVIL
ORURO - BOLIVIA


VICTOR JORGE CASTRO GONZALES
C.I. 3110989 Or.


Leonor J. Soto Perez
ACTUARIA
JUZGADO DE INSTRUCCION 5to. EN LO CIVIL
Oruro - Bolivia

Declaración Jurada de los Representantes Legales de BNB Valores S.A.

ACTA DE DECLARACIÓN JURADA

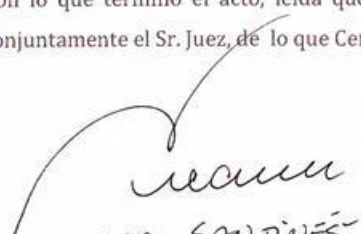
En la ciudad de La Paz, a horas diez del día miércoles seis del mes de junio de 2012, el Juzgado Noveno de Instrucción en lo Civil, a cargo del Sr. Juez, Dr. A. Willy Arias Aguilar y la Actuaría Dra. Giovanna N. Bustios, se constituyeron en audiencia de declaración jurada dentro del proceso civil voluntario seguido por **MARÍA VIVIANA SANJINÉS MÉNDEZ**, en su calidad de Gerente General y en representación de BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa; mayor de edad, hábil por derecho, de estado civil soltera, de profesión estudiante, con domicilio en calle Gaspar Jurado No. 612, Zona Irpavi, con C. I. No. 3469466 La Paz, quién previo juramento de ley prestado en legal forma y conforme los puntos expuestos en el memorial de fecha 01 de junio de 2012, manifestó lo siguiente:

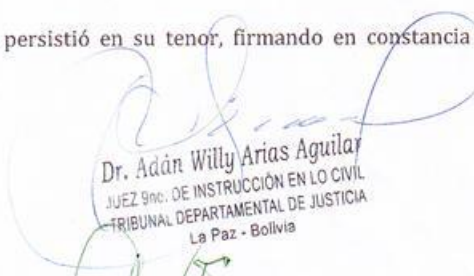
AL PRIMERO: Ser cierto y evidente que yo María Viviana Sanjinés Méndez, he realizado una investigación dentro del ámbito de mi competencia y en el modo que resulta apropiado de acuerdo a las circunstancias, lo que me lleva a considerar que la información proporcionada por la EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A. (ELFEOSA), o en su caso incorporada por referencia, cumple de manera razonable con lo exigido en las normas vigentes; es decir que, dicha información es y ha sido revelada en forma veraz, suficiente, oportuna y clara. En el caso de aquella información que fue objeto del pronunciamiento de un experto en la materia o se deriva de dicho pronunciamiento, declaro que carezco de motivos para considerar que ésta se encuentra en discordancia con lo aquí expresado.


AL SEGUNDO: Ser cierto y evidente que quien desee adquirir bonos del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, que se ofrecen, deberá basarse en su propia evaluación de la información presentada en el Prospecto Marco y en los Prospectos Complementarios, respecto al valor y a la transacción propuesta.

AL TERCERO: Ser cierto y evidente que la adquisición de los bonos del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, presupone la aceptación por el suscriptor o comprador, de todos los términos y condiciones de la oferta pública tal como aparecen en el presente Prospecto Marco.

Con lo que terminó el acto, leída que le fue persistió en su tenor, firmando en constancia conjuntamente el Sr. Juez, de lo que Certifico.


VIVIANA SANJINÉS
C.I. 3469466 LP


Dr. Adán Willy Arias Aguilar
JUEZ 9no. DE INSTRUCCIÓN EN LO CIVIL
TRIBUNAL DEPARTAMENTAL DE JUSTICIA
La Paz - Bolivia


Dra. Giovanna N. Bustios Vargas
ACTUARIO - ABOGADO
Juzgado 9no. de Instrucción en lo Civil
TRIBUNAL DEPARTAMENTAL DE JUSTICIA
La Paz - Bolivia

ACTA DE DECLARACIÓN JURADA


En la ciudad de La Paz, a horas diez y diez del día miércoles seis del mes de junio de 2012, el Juzgado Noveno de Instrucción en lo Civil, a cargo del Sr. Juez, Dr. A. Willy Arias Aguilar y la Actuarial Dra. Giovanna N. Bustios, se constituyeron en audiencia de declaración jurada dentro del proceso civil voluntario seguido por **NOELIA CECILIA GARCIA VILLAROEL**, en su calidad de Subgerente de Banca de Inversión y en Representación de BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa; mayor de edad, hábil por derecho, de estado civil soltera, de profesión estudiante, con Domicilio en la Calle 10 de Calacoto Edificio Dalí Departamento 2B, Zona Sur, con C.I. No. 5268624 Cochabamba, quien previo juramento de Ley presento en forma legal y conforme los puntos expuestos en el memorial de fecha 01 de junio de 2012, manifestó lo siguiente:

AL PRIMERO: Ser cierto y evidente que yo Noelia Cecilia García Villarroel, he realizado una investigación dentro del ámbito de mi competencia y en el modo que resulta apropiado de acuerdo a las circunstancias, lo que me lleva a considerar que la información proporcionada por la EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A. (ELFEOSA), o en su caso incorporada por referencia, cumple de manera razonable con lo exigido en las normas vigentes; es decir que, dicha información es y ha sido revelada en forma veraz, suficiente, oportuna y clara. En el caso de aquella información que fue objeto del pronunciamiento de un experto en la materia o se deriva de dicho pronunciamiento, declaro que carezco de motivos para considerar que ésta se encuentra en discordancia con lo aquí expresado.

AL SEGUNDO: Ser cierto y evidente que quien desee adquirir bonos del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, que se ofrecen, deberá basarse en su propia evaluación de la información presentada en el Prospecto Marco y en los Prospectos Complementarios, respecto al valor y a la transacción propuesta.

AL TERCERO: Ser cierto y evidente que la adquisición de los bonos del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, presupone la aceptación por el suscriptor o comprador, de todos los términos y condiciones de la oferta pública tal como aparecen en el presente Prospecto Marco.

Con lo que terminó el acto, leída que le fue persistió en su tenor, firmando en constancia conjuntamente el Sr. Juez, de lo que Certifico.


Noelia Garcia U.
5268624 CBBA


Dr. Adán Willy Arias Aguilar
JUEZ 9no. DE INSTRUCCIÓN EN LO CIVIL
TRIBUNAL DEPARTAMENTAL DE JUSTICIA
La Paz - Bolivia


Giovanna N. Bustios Vargas
ACTUARIO ABOGADO
Juzgado 9no. de Instrucción en lo Civil
TRIBUNAL DEPARTAMENTAL DE JUSTICIA
La Paz - Bolivia



ENTIDAD ESTRUCTURADORA

La entidad estructuradora del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I es BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa.

RESPONSABLES DE LA ELABORACIÓN DEL PROSPECTO MARCO

Ramiro Dulón Pérez

Gerente - Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Jorge Castro Gonzales

Superintendente Administrativo – Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Viviana Sanjinés Méndez

Gerente General – BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

Noelia García Villarroel

Subgerente de Banca de Inversión – BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

PRINCIPALES FUNCIONARIOS DEL EMISOR:

Ing. Mauricio Rodolfo Valdez Cárdenas –Gerente General

Ing. Ramiro Dulón Pérez – Gerente

Ing. Gonzalo Gastelú Zaconeta – Superintendente Comercial

Ing. Germán Cortéz Lavayen – Superintendente de Distribución

Lic. Jorge Castro Gonzales – Superintendente Administrativo

Luddye Arze Gamboa – Asesor legal

DOCUMENTACIÓN PRESENTADA A LA AUTORIDAD DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO

La documentación relacionada con el presente Programa de Emisiones es de carácter público, por tanto, se encuentra disponible para el público en general en las siguientes direcciones:

Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero

Registro del Mercado de Valores

Calle Reyes Ortiz esq. Calle Federico Zuazo

Edificio Torres Gundlach - Torre Este, Piso 3

La Paz – Bolivia

BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

Avenida Camacho esq. Calle Colón No. 1312, Piso 2

La Paz – Bolivia

Bolsa Boliviana de Valores S.A.

Calle Montevideo No. 142

La Paz - Bolivia

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORUROS.A.

Domicilio Legal: Calle Catacora y 12 de Octubre
s/n

Oruro – Bolivia



ÍNDICE DE CONTENIDO

1	RESUMEN DEL PROSPECTO.....	14
1.1	RESUMEN DE LAS CONDICIONES Y CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE EMISIONES DE BONOS ELFEOSA I	14
1.2	INFORMACIÓN RESUMIDA DE LOS PARTICIPANTES.....	20
1.3	INFORMACIÓN LEGAL RESUMIDA DEL PROGRAMA DE EMISIONES DE BONOS ELFEOSA I.....	20
1.4	INFORMACIÓN LEGAL RESUMIDA DEL EMISOR	20
1.5	RESTRICCIONES, OBLIGACIONES Y COMPROMISOS FINANCIEROS DEL EMISOR Y SUS MODIFICACIONES, DURANTE LA VIGENCIA DE LAS EMISIONES QUE FORMEN PARTE DEL PROGRAMA.....	21
1.6	FACTORES DE RIESGO	22
1.7	RESUMEN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR.....	22
2	DESCRIPCIÓN DE LOS VALORES OFRECIDOS	29
2.1	ANTECEDENTES LEGALES DEL PROGRAMA DE EMISIONES DE BONOS ELFEOSA I	29
2.2	DELEGACIÓN DE DEFINICIONES	29
2.3	CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA Y DE LAS EMISIONES QUE FORMAN PARTE DEL MISMO.....	30
2.3.1	<i>Denominación del Programa.....</i>	<i>30</i>
2.3.2	<i>Denominación de las Emisiones dentro del Programa</i>	<i>30</i>
2.3.3	<i>Tipo de Bonos a emitirse</i>	<i>30</i>
2.3.4	<i>Monto Total del Programa.....</i>	<i>30</i>
2.3.5	<i>Plazo del Programa</i>	<i>30</i>
2.3.6	<i>Monto de cada Emisión dentro del Programa</i>	<i>30</i>
2.3.7	<i>Series de cada Emisión</i>	<i>30</i>
2.3.8	<i>Moneda en la que se expresarán las Emisiones que formen parte del Programa</i>	<i>30</i>
2.3.9	<i>Forma de representación de los Valores que formen parte del Programa.....</i>	<i>30</i>
2.3.10	<i>Forma de circulación de los Valores.....</i>	<i>30</i>
2.3.11	<i>Valor Nominal de los Bonos.....</i>	<i>30</i>
2.3.12	<i>Numeración de los Bonos.....</i>	<i>31</i>
2.3.13	<i>Fecha de Emisión.....</i>	<i>31</i>
2.3.14	<i>Fecha de Vencimiento</i>	<i>31</i>
2.3.15	<i>Plazo de las Emisiones dentro del Programa.....</i>	<i>31</i>
2.3.16	<i>Tipo de Interés.....</i>	<i>31</i>
2.3.17	<i>Tasa de interés</i>	<i>31</i>
2.3.18	<i>Fórmula para el cálculo de los intereses</i>	<i>31</i>
2.3.19	<i>Fórmula para la amortización de capital</i>	<i>32</i>
2.3.20	<i>Forma de Amortización del Capital y Pago de Intereses de cada Emisión que compone el Programa</i>	<i>32</i>
2.3.21	<i>Periodicidad de Amortización de Capital y Pago de Intereses.....</i>	<i>33</i>
2.3.22	<i>Lugar de amortización de capital y pago de intereses</i>	<i>33</i>
2.3.23	<i>Fecha desde la cual el Tenedor del Bono comienza a ganar intereses.....</i>	<i>33</i>
2.3.24	<i>Plazo de Colocación Primaria de cada Emisión dentro del Programa</i>	<i>33</i>
2.3.25	<i>Plazo para el pago total de los Bonos a ser emitidos dentro del Programa</i>	<i>33</i>
2.3.26	<i>Destinatarios a los que va dirigida la Oferta Pública Primaria.....</i>	<i>33</i>
2.3.27	<i>Modalidad de Colocación</i>	<i>33</i>
2.3.28	<i>Precio de Colocación.....</i>	<i>33</i>
2.3.29	<i>Procedimiento de Colocación Primaria</i>	<i>33</i>
2.3.30	<i>Destino de los fondos y plazo de utilización</i>	<i>33</i>
2.3.31	<i>Reajustabilidad del Empréstito.....</i>	<i>34</i>
2.3.32	<i>Convertibilidad en Acciones.....</i>	<i>34</i>
2.3.33	<i>Rescate anticipado mediante sorteo.....</i>	<i>34</i>
2.3.34	<i>Rescate anticipado mediante compras en Mercado Secundario</i>	<i>34</i>
2.3.35	<i>Tratamiento del RC-IVA en caso de Redención Anticipada</i>	<i>34</i>
2.3.36	<i>Garantía</i>	<i>35</i>
2.3.37	<i>Calificación de Riesgo.....</i>	<i>35</i>
2.3.38	<i>Agencia de Bolsa Encargada de la Estructuración del Programa.....</i>	<i>35</i>
2.3.39	<i>Agencia de Bolsa Encargada de la Estructuración de cada emisión dentro del Programa</i>	<i>35</i>



2.3.40	Agente Colocador	35
2.3.41	Agente Pagador	35
2.3.42	Forma de Pago en Colocación Primaria de cada Emisión dentro del Programa	35
2.3.43	Provisión para la amortización de capital y pago de Intereses	35
2.3.44	Frecuencia y forma en que se comunicarán los pagos a los Tenedores de Bonos con la indicación del o de los medios de prensa de circulación nacional a utilizar	35
2.3.45	Bolsa en la que se inscribirá el Programa	35
2.3.46	Individualización de las Emisiones dentro del Programa	35
2.4	ASAMBLEA GENERAL DE TENEDORES DE BONOS	36
2.4.1	Convocatorias a las Asambleas Generales de Tenedores de Bonos	36
2.4.2	Segunda Convocatoria	36
2.4.3	Asambleas Generales de Tenedores de Bonos sin necesidad de Convocatoria	36
2.4.4	Quórum y Votos Necesarios	37
2.4.5	Derecho a Voto	37
2.4.6	Postergación de la votación	37
2.5	REPRESENTANTE COMÚN DE TENEDORES DE BONOS	37
2.5.1	Deberes y Facultades	37
2.5.2	Nombramiento del Representante de Tenedores de Bonos Provisorio	38
2.6	RESTRICCIONES, OBLIGACIONES Y COMPROMISOS FINANCIEROS	39
2.6.1	Restricciones	39
2.6.2	Obligaciones del Emisor	40
2.6.3	Compromisos Financieros	42
2.6.4	Modificaciones a restricciones, obligaciones y compromisos financieros	43
2.7	HECHOS POTENCIALES DE INCUMPLIMIENTO Y HECHOS DE INCUMPLIMIENTO	44
2.7.1	Definiciones	44
2.7.2	Hechos Potenciales de Incumplimiento	44
2.7.3	Hechos de Incumplimiento	45
2.8	CASO FORTUITO, FUERZA MAYOR	45
2.9	ACELERACIÓN DE PLAZOS	46
2.10	PROTECCIÓN DE DERECHOS	46
2.11	TRIBUNALES COMPETENTES	46
2.12	ARBITRAJE	46
2.13	MODIFICACIÓN A LAS CONDICIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS EMISIONES QUE CONFORMAN PARTE DEL PROGRAMA	47
2.14	REDENCIÓN DE LOS BONOS, PAGO DE INTERESES, RELACIONES CON LOS TENEDORES DE BONOS Y CUMPLIMIENTO DE OTRAS OBLIGACIONES INHERENTES AL PROGRAMA Y SUS EMISIONES:	48
2.15	DECLARACIÓN UNILATERAL DE VOLUNTAD	48
2.16	TRATAMIENTO TRIBUTARIO	48
2.17	FRECUENCIA Y FORMATO DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTROS, A PRESENTAR A LOS TENEDORES DE BONOS	48
2.18	POSIBILIDAD DE QUE LAS EMISIONES QUE FORMAN PARTE DEL PRESENTE PROGRAMA DE EMISIONES SEAN AFECTADAS O LIMITADAS POR OTRO TIPO DE VALORES	48
2.19	FRECUENCIA Y FORMA EN QUE SE COMUNICARÁN LOS PAGOS A LOS TENEDORES DE BONOS CON INDICACIÓN DEL O DE LOS MEDIOS DE PRENSA DE CIRCULACIÓN NACIONAL A UTILIZAR	49
3	RAZONES Y DESTINO DE LOS RECURSOS RECAUDADOS DE LAS EMISIONES COMPRENDIDAS DENTRO DEL PROGRAMA DE EMISIONES	50
3.1	RAZONES DEL PROGRAMA DE EMISIONES	50
3.2	DESTINO DE LOS RECURSOS RECAUDADOS	50
4	FACTORES DE RIESGO	51
4.1	RIESGOS RELACIONADOS CON EL MARCO REGULATORIO	51
4.2	RIESGO OPERACIONAL	51
4.2.1	Riesgo Operativo	51
4.2.2	Riesgo de Accidentes Laborales	51
4.2.3	Riesgo Accidentes de Terceros	51
4.2.4	Riesgo de Siniestro en Instalaciones Propias	51



4.3	RIESGO DE MERCADO.....	52
4.3.1	<i>Ingreso de Nuevos Competidores.....</i>	52
4.3.2	<i>Variaciones de Demanda.....</i>	52
4.4	RIESGO RELACIONADO CON EL COMPORTAMIENTO DE VARIABLES MACROECONÓMICAS.....	52
4.4.1	<i>Producto Interno Bruto (PIB).....</i>	52
4.4.2	<i>Riesgo Inflacionario y Riesgo Cambiario.....</i>	52
4.5	RIESGO DE TASA DE INTERÉS.....	52
5	DESCRIPCIÓN DE LA OFERTA Y DEL PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN.....	53
5.1	TIPO DE OFERTA.....	53
5.2	PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN PRIMARIA.....	53
5.3	MECANISMO DE NEGOCIACIÓN.....	53
5.4	PLAZO DE COLOCACIÓN PRIMARIA DE CADA EMISIÓN DENTRO DEL PROGRAMA.....	53
5.5	AGENCIA DE BOLSA ESTRUCTURADORA Y COLOCADORA.....	53
5.6	AGENTE PAGADOR.....	53
5.7	LUGAR DE PAGO DE CAPITAL E INTERESES.....	53
5.8	PRECIO DE COLOCACIÓN.....	53
5.9	FORMA DE PAGO EN COLOCACIÓN PRIMARIA DE CADA EMISIÓN DENTRO DEL PROGRAMA.....	53
5.10	MEDIOS DE DIFUSIÓN MASIVA POR LOS CUALES SE DARÁN A CONOCER LAS PRINCIPALES CONDICIONES DE LA OFERTA.....	53
5.11	DESTINATARIOS A LOS QUE VA DIRIGIDA LA OFERTA PÚBLICA PRIMARIA.....	54
5.12	BOLSA DE VALORES DONDE SE TRANSARÁN LOS VALORES.....	54
5.13	MODALIDAD DE COLOCACIÓN.....	54
5.14	RELACIÓN ENTRE EL EMISOR Y LA AGENCIA DE BOLSA.....	54
5.15	CASOS EN QUE LA OFERTA QUEDARÁ SIN EFECTO.....	54
5.16	FRECUENCIA Y FORMA EN QUE SE COMUNICARÁN LOS PAGOS A LOS TENEDORES DE BONOS CON INDICACIÓN DEL O DE LOS MEDIOS DE PRENSA DE CIRCULACIÓN NACIONAL A UTILIZAR.....	54
5.17	INFORMACIÓN RESPECTO AL CONTRATO DE COLOCACIÓN.....	54
6	DATOS GENERALES DEL EMISOR– EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A.	56
6.1	IDENTIFICACIÓN BÁSICA DEL EMISOR.....	56
6.2	DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS Y SUS MODIFICACIONES.....	56
6.3	COMPOSICIÓN ACCIONARIA.....	57
6.4	EMPRESAS VINCULADAS.....	58
6.5	ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA INTERNA.....	60
6.6	COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO.....	61
6.7	PRINCIPALES EJECUTIVOS.....	61
6.8	PERFIL PROFESIONAL DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS.....	62
6.9	NÚMERO DE EMPLEADOS.....	64
7	DESCRIPCIÓN DEL EMISOR Y SU SECTOR.....	65
7.1	HISTORIA Y ACTUALIDAD.....	65
7.2	ANTECEDENTES.....	66
7.3	MARCO INSTITUCIONAL.....	66
7.4	REGULACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	68
7.4.1	<i>Mercados.....</i>	68
7.4.2	<i>Generación.....</i>	69
7.4.3	<i>Transporte.....</i>	70
7.4.4	<i>Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista.....</i>	70
7.5	REGULACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA.....	71
7.5.1	<i>Concesión.....</i>	71
7.5.2	<i>Determinación de Precios.....</i>	71
7.5.3	<i>Calidad.....</i>	73
7.5.4	<i>Estabilización de Tarifas.....</i>	74
7.5.5	<i>Tarifa Dignidad.....</i>	74
7.6	EFFECTOS DE LAS REGULACIONES QUE PUEDAN AFECTAR LOS PRECIOS Y SERVICIOS.....	74
7.7	ZONA DE CONCESIÓN.....	74



7.7.1	Contrato de Concesión	74
7.7.2	Antecedentes.....	74
7.7.3	Objeto.....	75
7.7.4	Obligaciones del titular	75
7.7.5	Derechos del titular	76
7.7.6	Zona de Concesión.....	76
7.8	PRINCIPALES SERVICIOS.....	76
7.8.1	Descripción General de los Servicios de Electricidad	77
7.8.2	Descripción de los Procesos de Electricidad	78
7.9	PARTICIPACION DE MERCADO	79
7.9.1	Compras	79
7.9.2	Participación en el mercado regional y nacional.....	79
7.9.3	Sistema Interconectado Nacional.....	80
7.10	FACTORES DETERMINANTES DE LA DEMANDA – SEGMENTACION DEL MERCADO	81
7.10.1	Segmentación Geográfica	81
7.10.2	Segmentación por Categoría.....	81
7.10.3	Segmentación por Categoría y Ciudad.	82
7.10.4	Tarifas.....	84
7.10.5	Crecimiento Anual	84
7.11	FACTORES DETERMINANTES DE LA OFERTA.....	85
7.11.1	Oferta y Demanda de Largo Plazo.....	86
7.12	PRINCIPALES COMPETIDORES Y PARTICIPACION DE MERCADO.....	86
7.13	VENTAJAS FRENTE A LA COMPETENCIA	86
7.14	CANTIDADES Y PRECIOS DE LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS.....	86
7.15	MEDIO AMBIENTE.....	87
7.16	ESTRATEGIA EMPRESARIAL.....	89
7.16.1	Política Comercial.....	89
7.16.1.1	Políticas Generales	89
7.16.1.1.1	Cumplimiento riguroso de la legislación	89
7.16.1.1.2	Información íntegra.....	89
7.16.1.1.3	Trato Amable y Cortés.....	90
7.16.1.1.4	Minimización de requisitos	90
7.16.1.1.5	Solución de los problemas	90
7.16.1.1.6	Transparencia.....	90
7.16.1.1.7	Agilidad en la gestión	90
7.16.1.1.8	Publicidad orientada al cliente	90
7.16.1.1.9	Firmeza en la defensa de nuestros intereses	90
7.16.1.1.10	Rentabilidad en nuestros gastos e inversiones	91
7.16.1.2	Nuevos suministros	91
7.16.1.2.1	Áreas urbanas	91
7.16.1.2.2	Aceptación de la solicitud	91
7.16.1.2.3	Áreas no urbanizadas.....	91
7.16.1.2.4	Cumplimiento de plazos.....	91
7.16.1.3	Contratación.....	92
7.16.1.3.1	Contrato de Suministro	92
7.16.1.3.2	Contratos de acuerdo con los reglamentos	92
7.16.1.3.3	Cobro de depósito de garantía	92
7.16.1.4	Puesta en servicio.....	92
7.16.1.4.1	Cita previa	92
7.16.1.4.2	Rapidez.....	92
7.16.1.4.3	Verificación de instalaciones	92
7.16.1.5	Medida	92
7.16.1.5.1	Medida de todos los suministros	92
7.16.1.5.2	Propiedad del medidor	93
7.16.1.5.3	Control de potencia.....	93
7.16.1.5.4	Puntos de suministro sin contrato	93



7.16.1.5.5	Verificación y cambio de la medida.....	93
7.16.1.6	Lectura.....	93
7.16.1.6.1	Lectura real	93
7.16.1.6.2	Clientes habitualmente no leídos.....	93
7.16.1.7	Facturación.....	93
7.16.1.7.1	Comprensión de las facturas.....	93
7.16.1.7.2	Asesoramiento espontáneo a clientes	93
7.16.1.8	Cobro.....	94
7.16.1.8.1	Pago en la cooperativa de teléfonos, entidades bancarias y financieras.....	94
7.16.1.8.2	Plazo para el pago de nuestras facturas.....	94
7.16.1.8.3	Proceso de corte	94
7.16.1.8.4	Cobro a clientes institucionales	94
7.16.1.8.5	Tratamiento de morosos.....	95
7.16.1.8.6	Lo correctamente facturado no se modifica	95
7.16.1.8.7	Reclamación de intereses por mora.....	95
7.16.1.8.8	Dotación para insolvencias.....	95
7.16.1.9	Inspección.....	95
7.16.1.9.1	Errores y fraude.....	95
7.16.1.9.2	Seguimiento de los consumos.....	95
7.16.1.9.3	Personal en contacto con la red.....	95
7.16.1.9.4	Tramites ejecutados y no contratados.....	95
7.16.1.9.5	Suministros cortados por falta de pago	95
7.16.1.10	Reclamaciones.....	96
7.16.1.10.1	Análisis de las reclamaciones	96
7.16.1.10.2	Atención de todas las reclamaciones	96
7.16.1.10.3	Seguimiento de las reclamaciones	96
7.16.1.10.4	Reclamos que generen ajustes.....	96
7.16.1.11	Sistemas de información de clientes	96
7.16.1.11.1	Importancia y extensión	96
7.16.1.11.2	Confidencialidad de los datos.....	96
7.16.1.12	Puntos de atención al cliente	96
7.16.1.12.1	Atención telefónica	96
7.16.1.12.2	Atención en agencias u oficinas	96
7.16.1.12.3	Apoyo del resto de la organización	97
7.16.1.12.4	Información sobre trámites y eventos en el suministro.....	97
7.16.1.13	Promoción del mercado	97
7.16.1.13.1	Incremento del mercado.....	97
7.16.1.13.2	Incentivos al incremento de mercado	97
7.16.1.13.3	Subvenciones.....	97
7.16.1.13.4	Gestión de la demanda.....	97
7.16.1.13.5	Aplicaciones de la electricidad	97
7.16.1.13.6	Imagen real.....	98
7.16.1.14	Organización y personal	98
7.16.1.14.1	Organización comercial	98
7.16.1.14.2	Personal propio y contratado	98
7.16.1.14.3	Evolución permanente	98
7.16.1.14.4	Capacitación del personal	99
7.16.2	<i>Política de Inversiones</i>	99
7.16.2.1	Políticas Generales de Inversión.....	99
7.16.2.2	Objeto de los Planes Directores de Inversión de suministro eléctrico	100
7.16.2.3	Criterios de planificación	100
7.16.2.4	Método para el análisis de la red y criterios para la evaluación técnica	101
7.16.2.5	Metodología de análisis de la rentabilidad de inversiones.....	103
7.16.2.6	Proceso de elaboración del plan de inversiones	103
7.16.2.7	Análisis, evaluación y decisión de inversión	103
7.16.2.8	Plan de Inversiones de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. 2011 – 2020.....	103
7.16.3	<i>Política de Financiamiento</i>	104
7.16.3.1	Financiar las inversiones en el sistema.....	104
7.16.3.2	Mejorar la solidez patrimonial	104



7.16.3.3	Optimizar el coste financiero.....	105
7.16.3.4	Remunerar a los accionistas - Dividendos	105
7.17	OBLIGACIONES FINANCIERAS DEL EMISOR	105
7.18	RELACIONES ESPECIALES ENTRE EL EMISOR Y EL ESTADO	105
7.19	PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR.....	106
7.20	RELACIÓN ECONÓMICA CON OTRAS EMPRESAS.....	107
7.21	RESPONSABILIDAD SOCIAL	107
7.22	LICENCIAS AMBIENTALES	107
7.23	PROCESOS LEGALES	107
7.24	HECHOS RELEVANTES.....	109
7.25	CLIENTES Y PROVEEDORES	110
7.25.1	<i>Clientes</i>	110
7.25.2	<i>Proveedores de Energía Eléctrica</i>	110
7.25.3	<i>Proveedores de Materiales</i>	111
7.25.4	<i>Proveedores de Servicios</i>	111
8	ANÁLISIS FINANCIERO	112
8.1	BALANCE GENERAL	112
8.1.1	<i>Estructura de Financiamiento</i>	112
8.1.2	<i>Activo</i>	114
8.1.3	<i>Pasivo</i>	117
8.1.4	<i>Patrimonio</i>	120
8.2	ESTADO DE RESULTADOS	122
8.3	INDICADORES FINANCIEROS	125
8.4	CAMBIOS EN LOS RESPONSABLES DE LA ELABORACIÓN DE REPORTES FINANCIEROS	133
8.5	CALCULO DE LOS COMPROMISOS FINANCIEROS	134
8.6	INFORMACIÓN FINANCIERA.....	135
	ANEXOS.....	143

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO No. 1	PRINCIPALES CUENTAS DEL BALANCE GENERAL	23
CUADRO No. 2	PRINCIPALES CUENTAS DEL ESTADO DE RESULTADOS	25
CUADRO No. 3	PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS	26
CUADRO No. 4	ACCIONISTAS DE EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	58
CUADRO No. 5	COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE IBERBOLIVIA DE INVERSIONES	58
CUADRO No. 6	CONFORMACIÓN DEL DIRECTORIO DE EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	61
CUADRO No. 7	PRINCIPALES EJECUTIVOS DE EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	61
CUADRO No. 8	PERSONAL EMPLEADO POR EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	64
CUADRO No. 9	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL POR AGENTES GENERADORES.....	79
CUADRO No. 10	COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	79
CUADRO No. 11	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO NACIONAL DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....	80
CUADRO No. 12	NÚMERO DE CLIENTES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	80
CUADRO No. 13	SEGMENTACIÓN GEOGRÁFICA EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	81
CUADRO No. 14	SEGMENTACIÓN POR CATEGORÍAS EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	82
CUADRO No. 15	SEGMENTACIÓN POR CATEGORÍAS EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	82
CUADRO No. 16	SEGMENTACIÓN POR CATEGORÍAS EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	83
CUADRO No. 17	SEGMENTACIÓN POR CATEGORÍAS EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	84
CUADRO No. 18	CRECIMIENTO CONSUMO DE ENERGÍA	85
CUADRO No. 19	ENERGÍA VENDIDA EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	86
CUADRO No. 20	INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	87
CUADRO No. 21	TARIFAS PROMEDIO EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	87
CUADRO No. 22	PLAN DE INVERSIONES EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	104
CUADRO No. 23	DEUDAS FINANCIERAS EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A. AL 30 DE JUNIO DE 2012.....	105



CUADRO No. 24 PRINCIPALES ACTIVOS DE EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	106
CUADRO No. 25 PRINCIPALES CLIENTES EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	110
CUADRO No. 26 PROVEEDORES DE ENERGÍA EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	110
CUADRO No. 27 PROVEEDORES DE MATERIALES EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	111
CUADRO No. 28 PROVEEDORES DE SERVICIOS EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	111
CUADRO No. 29 BALANCE GENERAL	135
CUADRO No. 30 ANÁLISIS VERTICAL DEL BALANCE GENERAL	136
CUADRO No. 31 ANÁLISIS VERTICAL DEL PASIVO	137
CUADRO No. 32 ANÁLISIS VERTICAL DEL PATRIMONIO	137
CUADRO No. 33 ANÁLISIS HORIZONTAL DEL BALANCE GENERAL.....	138
CUADRO No. 34 ESTADO DE RESULTADOS.....	139
CUADRO No. 35 ANÁLISIS VERTICAL DEL ESTADO DE RESULTADOS.....	140
CUADRO No. 36 ANÁLISIS HORIZONTAL DEL ESTADO DE RESULTADOS	141
CUADRO No. 37 ANÁLISIS DE INDICADORES FINANCIEROS	142

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO No. 1 ORGANIGRAMA DE EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A.	60
GRÁFICO No. 2 ACTIVO CORRIENTE VS. ACTIVO NO CORRIENTE	114
GRÁFICO No. 3 PRINCIPALES CUENTAS DEL ACTIVO CORRIENTE	115
GRÁFICO No. 4 BIENES DE USO, COMO PRINCIPAL CUENTA DEL ACTIVO NO CORRIENTE	116
GRÁFICO No. 5 PASIVO CORRIENTE VS. PASIVO NO CORRIENTE	117
GRÁFICO No. 6 PRINCIPALES CUENTAS DEL PASIVO CORRIENTE	118
GRÁFICO No. 7 EVOLUCIÓN DE LOS PRÉSTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES COMO PRINCIPAL CUENTA DEL PASIVO NO CORRIENTE	119
GRÁFICO No. 8 ESTRUCTURA DE CAPITAL.....	120
GRÁFICO No. 9 PRINCIPALES CUENTAS DEL PATRIMONIO.....	121
GRÁFICO No. 10 EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS POR VENTAS, COSTO DE ENERGÍA COMPRADA Y UTILIDAD DE VENTAS.....	123
GRÁFICO No. 11 EVOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES GASTOS OPERATIVOS	124
GRÁFICO No. 12 EVOLUCIÓN DE LA UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	125
GRÁFICO No. 13 EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE LIQUIDEZ.....	125
GRÁFICO No. 14 EVOLUCIÓN DEL INDICADOR DE LA PRUEBA ÁCIDA	126
GRÁFICO No. 15 EVOLUCIÓN DEL INDICADOR DEL CAPITAL DE TRABAJO.....	127
GRÁFICO No. 16 EVOLUCIÓN DE LA RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO	127
GRÁFICO No. 17 EVOLUCIÓN DE LA RAZÓN DEUDA A PATRIMONIO	128
GRÁFICO No. 18 EVOLUCIÓN DE LA PROPORCIÓN DE DEUDA A CORTO Y LARGO PLAZO.....	129
GRÁFICO No. 19 EVOLUCIÓN DEL INDICADOR DE ROTACIÓN DE CUENTAS POR COBRAR	129
GRÁFICO No. 20 EVOLUCIÓN DEL PLAZO PROMEDIO DE COBRO	130
GRÁFICO No. 21 EVOLUCIÓN DEL INDICADOR DE ROTACIÓN DE CUENTAS POR PAGAR	130
GRÁFICO No. 22 EVOLUCIÓN DEL PLAZO PROMEDIO DE PAGO.....	131
GRÁFICO No. 23 PLAZO PROMEDIO DE COBRO VS. PLAZO PROMEDIO DE PAGO	131
GRÁFICO No. 24 EVOLUCIÓN DEL RETORNO SOBRE EL PATRIMONIO.....	132
GRÁFICO No. 25 EVOLUCIÓN DEL RETORNO SOBRE EL ACTIVO	132
GRÁFICO No. 26 EVOLUCIÓN DEL RETORNO SOBRE LAS VENTAS	133
GRÁFICO No. 27 EVOLUCIÓN DEL MARGEN BRUTO	133

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1	ESTADOS FINANCIEROS DE ELFEOSA, AUDITADOS INTERNAMENTE AL 30 DE JUNIO DE 2012
ANEXO 2	ESTADOS FINANCIEROS DE ELFEOSA, AUDITADOS EXTERNAMENTE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

1 RESUMEN DEL PROSPECTO

1.1 Resumen de las condiciones y características del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I

Denominación del Programa	: Bonos ELFEOSA I
Denominación de las Emisiones dentro del Programa	: Cada Emisión dentro del Programa se identificará como Bonos ELFEOSA I, seguida del numeral de la Emisión correspondiente.
Tipo de Bonos a emitirse	: Obligacionales y redimibles a plazo fijo.
Monto Total del Programa	: Bs.70.000.000 (Setenta millones 00/100 Bolivianos).
Plazo del Programa	: Un mil ochenta (1.080) días calendario computables desde el día siguiente hábil de notificada la Resolución de ASFI, que autorice e inscriba el Programa en el RMV de ASFI.
Monto de cada Emisión dentro del Programa	: A ser determinado de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.
Series de cada Emisión	: A ser determinadas de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.
Moneda en la que se expresarán las Emisiones que formen parte del Programa	<p>La moneda de las Emisiones que formen parte del Programa será: Bolivianos (Bs) o Bolivianos con Mantenimiento de Valor al Dólar de los Estados Unidos de América (MVDOL) o Dólares de los Estados Unidos de América (US\$).</p> <p>Para efectos del cálculo del monto máximo autorizado para el Programa por la Junta, se deberá tomar en cuenta el tipo de cambio oficial de compra de Dólares de los Estados Unidos de América establecido por el Banco Central de Bolivia vigente al día de la fecha de Autorización de la Emisión respectiva.</p> <p>La moneda de cada una de las Emisiones dentro del Programa será determinada de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.</p>
Forma de representación de los Valores que formen parte del Programa	: Mediante anotaciones en cuenta en el Sistema de Registro de Anotaciones en Cuenta a cargo de la Entidad de Depósito de Valores de Bolivia S.A. ("EDV"), de acuerdo a regulaciones legales vigentes.
Forma de Circulación de los Valores	<p>: A la Orden.</p> <p>La Sociedad reputará como titular de un Bono perteneciente a las Emisiones dentro del Programa, a quien figure registrado en el Sistema de Registro de Anotaciones en Cuenta a cargo de la EDV. Adicionalmente, los gravámenes sobre los Bonos anotados en cuenta, serán también registrados en el Sistema a cargo de la EDV.</p>
Valor Nominal de los Bonos	: El valor nominal de los Bonos será determinado para cada una de las Emisiones dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.
Numeración de los Bonos	: Al tratarse de un Programa con valores a ser representados mediante Anotaciones en Cuenta en la EDV, no se considera numeración para los Valores.
Fecha de Emisión	: A ser determinada de conformidad a lo mencionado en el punto

	<p>2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.</p> <p>La fecha de Emisión estará señalada en la autorización emitida por ASFI para la Oferta Pública y la inscripción en el RMV de ASFI de las Emisiones comprendidas dentro del Programa.</p>
Plazo de las Emisiones dentro del Programa	<p>: El plazo de cada una de las Emisiones de Bonos dentro del Programa será determinado de conformidad a lo mencionado en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.</p> <p>Todos los plazos serán computados a partir de la fecha de Emisión.</p>
Tipo de Interés	<p>: El interés será nominal, anual y fijo o variable y será determinado de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.</p>
Tasa de interés	<p>: La tasa de interés de las Emisiones dentro del Programa será determinada de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.</p> <p>El cálculo será efectuado sobre la base del año comercial de trescientos sesenta (360) días.</p>
Fórmula para el cálculo de los intereses	<p>: a) En caso de tratarse de una Emisión denominada en Dólares de los Estados Unidos de América o en Bolivianos, el cálculo será efectuado sobre la base del año comercial de trescientos sesenta (360) días. La fórmula para dicho cálculo se detalla a continuación:</p> $IB = K * (Tr * PI / 360)$ <p>Donde:</p> <p>IB = Intereses del Bono</p> <p>K = Valor Nominal o saldo de capital pendiente de pago</p> <p>Tr = Tasa de interés nominal anual</p> <p>PI = Plazo del Cupón (número de días calendario)</p> <p>b) En caso de tratarse de una Emisión denominada en Bolivianos con mantenimiento de valor al Dólar de los Estados Unidos de América (MVDOL), el cálculo será efectuado sobre la base del año comercial de trescientos sesenta (360) días. La fórmula para dicho cálculo se detalla a continuación:</p> $IB = K * (Tr * PI / 360) * (VDOLn / VDOL0)$ <p>Dónde:</p> <p>IB = Intereses del Bono, con MVDOL</p> <p>K = Valor Nominal o saldo de capital pendiente de pago</p> <p>Tr = Tasa de interés nominal anual</p> <p>PI = Plazo del Cupón (número de días calendario)</p> <p>VDOLn = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia en fecha de vencimiento del cupón⁽¹⁾.</p> <p>VDOL0 = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia a la fecha de emisión.</p>

⁽¹⁾ En caso que la fecha de vencimiento de un Cupón coincida con día sábado, domingo o feriado, éste mantendrá el valor del VDOLn, solamente hasta la fecha de pago, que deberá ser el primer día hábil siguiente.

Fórmula para la amortización de capital : En caso de tratarse de una Emisión denominada en Dólares de los Estados Unidos de América o en Bolivianos, el monto a pagar se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

Capital: $VP = VN * PA$

Dónde:

VP = Monto a pagar en la moneda de emisión

VN = Valor nominal en la moneda de emisión

PA = Porcentaje de amortización

b) En caso de tratarse de una Emisión denominada en Bolivianos con mantenimiento de valor al Dólar de los Estados Unidos de América (MVDOL), el monto para el pago se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

Capital: $VP = VN * PA * (VDOLn / VDOL0)$

Donde:

VP = Monto a pagar, expresado en Bs

VN = Valor nominal, expresado en Bs

PA = Porcentaje de amortización

VDOLn = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia en fecha de vencimiento de un Cupón o Bono⁽²⁾.

VDOL0 = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia a la fecha de emisión.

⁽²⁾ En caso que la fecha de vencimiento de un Cupón o Bono coincida con día sábado, domingo o feriado, éste mantendrá el valor del VDOLn, solamente hasta la fecha de pago, que deberá ser el primer día hábil siguiente.

Forma de Amortización del Capital y Pago de Intereses de cada Emisión que compone el Programa : a) En el día del vencimiento de cada Cupón: la(s) amortización(es) de capital y pago de intereses correspondientes se pagarán contra la presentación de la identificación respectiva en base a la lista emitida por la EDV.

b) A partir del día siguiente hábil de la fecha de vencimiento de cada Cupón: la(s) amortización(es) de capital y pago de intereses correspondientes se pagarán contra la presentación del Certificado de Acreditación de Titularidad (CAT) emitido por la EDV, dando cumplimiento a las normas legales vigentes aplicables.

Periodicidad de Amortización de Capital y Pago de Intereses : El plazo para el pago de los Cupones (Amortización de Capital y Pago de Intereses) será determinado para cada Emisión dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.

Lugar de amortización de capital y pago de : Las amortizaciones de capital y pago de intereses, se realizarán

intereses	<p>en las oficinas del Agente Pagador BNB Valores S.A., Agencia de Bolsa y a través de los servicios de esta Agencia de Bolsa.</p> <p>Las oficinas de BNB Valores S.A. se encuentran ubicadas en la Av. Camacho esquina Colón No. 1312, piso 2.</p>
Fecha desde la cual el Tenedor del Bono comienza a ganar intereses	<p>Los Bonos devengarán intereses a partir de su fecha de Emisión y dejarán de generarse a partir de la fecha de vencimiento establecida para el pago del Cupón.</p> <p>En caso de que la fecha de vencimiento de un Cupón fuera día feriado, sábado o domingo, el Cupón será cancelado el primer día hábil siguiente (fecha de pago) y el monto de intereses se mantendrá a la fecha de vencimiento del Cupón.</p>
Plazo de Colocación Primaria de cada Emisión dentro del Programa	<p>El Plazo de Colocación primaria de cada Emisión dentro del Programa será de ciento ochenta (180) días calendario, computables a partir de la fecha de Emisión.</p>
Plazo para el pago total de los Bonos a ser emitidos dentro del Programa	<p>No será superior, de acuerdo a documentos constitutivos, al plazo de duración de la Sociedad.</p>
Destinatarios a los que va dirigida la Oferta Pública Primaria	<p>La oferta será dirigida a personas naturales y personas jurídicas.</p>
Modalidad de Colocación	<p>A mejor esfuerzo</p>
Precio de Colocación	<p>Mínimamente a la par del valor nominal</p>
Procedimiento de Colocación Primaria	<p>El Procedimiento de Colocación Primaria será determinado para cada Emisión dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.</p>
Destino de los fondos y plazo de utilización	<p>Los recursos monetarios obtenidos con la colocación de los Bonos que componen las diferentes Emisiones del Programa serán utilizados de acuerdo a lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> recambio de pasivos y/o capital de operaciones y/o una combinación de los dos anteriores <p>Para cada una de las Emisiones dentro del Programa se establecerá el destino específico de los fondos y el plazo de utilización, lo que será determinado de conformidad a lo mencionado en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.</p> <p>Además, conforme al Artículo 104 inciso a) del Reglamento de Registro de Mercado de Valores (Resolución Administrativa No. 756), la Sociedad enviará un detalle del uso de los fondos provenientes de las Emisiones incluidas en el Programa dentro de los diez (10) días calendario siguientes al cumplimiento de cada trimestre de su utilización, a ASFI, a la BBV y al Representante de Tenedores de Bonos.</p>
Reajustabilidad del Empréstito	<p>Las Emisiones que componen el presente Programa y el empréstito resultante no serán reajustables en caso que éstas sean denominadas en Dólares de los Estados Unidos de América</p>

o en Bolivianos.

En caso de Emisiones denominadas en Bolivianos con mantenimiento de valor al dólar (MVDOL), el empréstito resultante será reajutable en función a la variación del Tipo de Cambio del Dólar de los Estados Unidos de América a la fecha de vencimiento del Cupón o del Bono.

Convertibilidad en Acciones

: Los Bonos a emitirse dentro del presente Programa no serán convertibles en acciones de la Sociedad.

Rescate anticipado mediante sorteo

: La Sociedad se reserva el derecho de rescatar anticipada y parcialmente los Bonos que componen este Programa, en una o en todas las Emisiones comprendidas dentro del Programa, de acuerdo a lo establecido en los artículos 662 y siguientes (en lo aplicable) del Código de Comercio. Sobre la base de las delegaciones establecidas en el punto 2.2 siguiente, se determinará la realización del rescate y la cantidad de Bonos a redimirse. Emisiones que intervendrán en el sorteo, la fecha y hora del sorteo, el mismo que se celebrará ante Notario de Fe Pública, quien levantará Acta de la diligencia indicando la lista de los Bonos que salieron sorteados para ser rescatados anticipadamente, acta que se protocolizará en sus registros.

La lista de los Bonos sorteados se publicará dentro de los cinco (5) días calendario siguientes, por una vez y en un periódico de circulación nacional, incluyendo la identificación de Bonos sorteados de acuerdo a la nomenclatura que utiliza la EDV y la indicación de que sus intereses y capital correspondiente cesarán y serán pagaderos desde los quince (15) días calendario siguientes a la fecha de publicación.

Los Bonos sorteados conforme a lo anterior, dejarán de devengar intereses desde la fecha fijada para su pago.

El Emisor depositará en la cuenta que a tal efecto establezca el Agente Pagador, el importe del Capital de los Bonos sorteados y los intereses generados a más tardar un (1) día hábil antes de la fecha señalada para el pago.

La decisión de rescate anticipado de los Bonos mediante sorteo será comunicada como Hecho Relevante a ASFI, a la BBV y al Representante de Tenedores de Bonos.

Esta redención estará sujeta a una compensación monetaria al inversionista, calculada sobre la base porcentual respecto al monto de capital redimido anticipadamente, en función a los días de vida remanente de la Emisión con sujeción a lo siguiente:

Plazo de vida remanente de la emisión (en días)	Porcentaje de compensación
1801 en adelante	1,25%
1800 – 1441	1,00%
1440 – 1081	0,75%
1080 – 721	0,50%

720 – 361

0,00%

360 - 0

0,00%

Rescate anticipado mediante compras en Mercado Secundario : El Emisor se reserva el derecho a realizar rescates anticipados de Bonos a través de compras en mercado secundario siempre que éstas se realicen en la BBV. Sobre la base de las delegaciones establecidas en el punto 2.2 siguiente, se definirá la redención mediante compras en Mercado Secundario.

Cualquier decisión de redimir los Bonos a través del mercado secundario deberá ser comunicada como Hecho Relevante a ASFI, a la BBV y al Representante Común de Tenedores de Bonos.

Tratamiento del RC-IVA en caso de Redención Anticipada : En caso de haberse realizado una redención anticipada, y que como resultado de ello el plazo de algún Bono resultara menor al plazo mínimo establecido por Ley para la exención del RC-IVA, el Emisor pagará al Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) el total de los impuestos correspondientes por retención del RC-IVA, sin descontar este monto a los Tenedores de Bonos que se vieran afectados por la redención anticipada.

Garantía : Las Emisiones dentro del Programa estarán respaldadas por una Garantía Quirografaria de la Sociedad, lo que significa que la Sociedad garantiza las Emisiones de Bonos dentro del Programa con todos sus bienes presentes y futuros en forma indiferenciada y sólo hasta alcanzar el monto total de las obligaciones emergentes de las Emisiones dentro del Programa.

Calificación de Riesgo : Cada una de las Emisiones dentro del Programa contará con Calificación de Riesgo practicada por cualquiera de las Empresas Calificadoras de Riesgo, debidamente autorizadas e inscritas en el RMV de ASFI. La designación de las Empresas Calificadoras de Riesgo será determinada de conformidad a lo mencionado en el punto 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.

Agencia de Bolsa Encargada de la Estructuración del Programa : BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

Agencia de Bolsa Encargada de la Estructuración de cada emisión dentro del Programa : BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

Agente Colocador: : BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

Agente Pagador : BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

Forma de Pago en Colocación Primaria de cada Emisión dentro del Programa: : En efectivo.

Provisión para la amortización de capital y pago de Intereses : El Emisor deberá depositar los fondos para la amortización de capital y el pago de intereses en una cuenta corriente, en coordinación con el Agente Pagador, al menos un (1) día hábil antes de la fecha de vencimiento del capital y/o intereses de los Bonos de acuerdo al cronograma de pagos establecido en la

Declaración Unilateral de Voluntad y en el Prospecto Complementario de cada Emisión dentro del Programa.

Asimismo, para Emisiones denominadas en Bolivianos con mantenimiento de valor al dólar de Estados Unidos de América (MVDOL), el Emisor se obliga a cubrir cualquier diferencia de valor o tipo de cambio que pudiera generarse entre el día de la provisión de fondos y la fecha de vencimiento del Cupón o Bono, o la fecha de pago, según corresponda.

Frecuencia y forma en que se comunicarán los pagos a los Tenedores de Bonos con la indicación del o de los medios de prensa de circulación nacional a utilizar : Los pagos de intereses y amortizaciones de capital serán comunicados a los Tenedores de Bonos a través de avisos en un órgano de prensa o periódico de circulación nacional, según se vea por conveniente, con al menos un día de anticipación a la fecha establecida para el pago.

Bolsa en la que se inscribirá el Programa : Bolsa Boliviana de Valores S.A.

El Programa comprenderá Emisiones periódicas de Bonos, cuya individualización y características serán comunicadas oportunamente a ASFI y a la BBV por la Sociedad, mediante nota, envío del Prospecto Complementario y de la Declaración Unilateral de Voluntad de cada Emisión dentro del Programa, de conformidad a lo mencionado en el numeral 2.2 siguiente, referido a Delegación de Definiciones.

1.2 Información resumida de los Participantes

Emisor: EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. ubicado en la Calle Catacora y 12 de Octubre s/n, Oruro – Bolivia.

Agencia de Bolsa Estructuradora: BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa ubicado en Avenida Camacho esquina calle Colón No. 1312, zona central, La Paz – Bolivia. Su número de teléfono es el (591-2) 2315040 y el número de fax es el (591-2) 2315042, interno 1544.

Representante Provisional de los Tenedores de Bonos: Credibolsa S.A. agencia de Bolsa Filial del Banco de Crédito de Bolivia S.A., ubicada en la Av. José Ballivian N° 1059 calle 17 – Calacoto, La Paz – Bolivia.

1.3 Información legal resumida del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I

- Junta General Extraordinaria de Accionistas de EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORUROS.A. celebrada en la ciudad de Oruro en fecha 14 de mayo de 2012, considera y aprueba el Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, según consta en el Acta de la Junta General Extraordinaria de Accionistas protocolizada ante la Notaría de Fe Pública de Primera Clase No.97 de la ciudad de La Paz, a cargo de la Dra. María Cristina Ibáñez Brown, mediante Testimonio No. 287/2.012, de fecha 16 de mayo de 2012 e inscrita en el Registro de Comercio en fecha 21 de mayo de 2012 bajo el No. 00135516 del libro No 10.
- Mediante Resolución No. ASFI-No. 499/2012, de fecha 28 de Septiembre de 2012, la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero autorizó la inscripción del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I en el Registro del Mercado de Valores bajo el No. ASFI/DSV-PEB-EEO-010/2012.

1.4 Información legal resumida del Emisor

La EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A., en adelante ELFEOSA, fue constituida mediante Escritura Pública N° 63 de fecha 24 de Enero de 1921, protocolizada ante la Notaría de Fe Pública N° 006, del Distrito Judicial de Oruro, a cargo del Dr. Leopoldo S. Egidio L. debidamente inscrita en el Registro Público de Comercio, mediante Resolución Administrativa con fecha 12/Julio/1979. La referida Escritura Pública No. 63/1921 contiene asimismo los Estatutos de ELFEOSA.

Las modificaciones a la Escritura de Constitución y al Estatuto de ELFEOSA se efectuaron de la siguiente forma:

- En fecha 27 de Noviembre de 1978 mediante Testimonio No. 461/78, la Sociedad efectuó la adecuación al nuevo Código de Comercio para la convalidación y redondeo de la cuenta capital teniéndose un capital autorizado de \$b 6.000.000, con un Capital Suscrito y Pagado de \$b 3.310.800 con un valor nominal por acción de \$b 100. Notar que hasta el 29 de agosto de 1985 la moneda de curso legal en Bolivia era el Peso Boliviano (\$b)
- En fecha 29 de Septiembre de 1980 mediante Testimonio No. 445/1980, la Sociedad decidió aumentar el capital suscrito y pagado en \$b.64.200 de manera que el nuevo capital suscrito y pagado asciende a \$b. 3.375.000 dividido en 33.750 acciones cada una de ellas de \$b. 100. Notar que hasta el 29 de agosto de 1985 la moneda de curso legal en Bolivia era el Peso Boliviano (\$b)
- El 13 de Junio de 1997 mediante Testimonio No. 196/97 se modificó los estatutos de la sociedad autorizándose un capital de Bs. 675.000 divididos en 6.750 acciones de un valor nominal de Bs. 100 cada una.
- El 19 de Diciembre de 1997 mediante protocolo No. 927/97 se determinó el aumento del Capital Pagado de la sociedad a Bs. 22.998.068 y el Capital Autorizado a Bs. 45.996.000.
- El 17 de Junio de 1988 mediante Testimonio No. 105/1988 se determinó que el capital suscrito y pagado de la Sociedad corresponde a la suma de Bs. 337.500 y el capital autorizado a Bs. 600.000 y que el capital suscrito y pagado se divide en 33.750 acciones de un valor de Bs. 10 cada una.
- En fecha 7 de Octubre de 1999 mediante Testimonio No. 1192/99 se fija el Capital Pagado en Bs. 22.997.700 y se fija el Capital Autorizado en Bs. 45.995.400 dividido en 229.977 acciones con un valor nominal de Bs. 100.
- En fecha 18 de Septiembre de 2000 mediante Testimonio 895/2000 se resolvió la reforma del Artículo 40 de los Estatutos del giro social quedando de la siguiente manera “Art. 40.- En la misma Junta de Accionistas en que se designen los Directores titulares, también se designarán a un Director Suplente por cada Director Titular designado”
- En fecha 19 de Diciembre de 2006, mediante Testimonio No. 671/2006 se resolvió modificar parcialmente los Estatutos de la Sociedad en su artículo 44 quedando redactado de la siguiente manera “Artículo 44.- El Directorio se reunirá ordinariamente en forma obligatoria por lo menos una vez cada cuatro meses, sin perjuicio de hacerlo extraordinariamente cuando fuere necesario, a convocatoria de su Presidente o, para las extraordinarias, cuando lo soliciten por lo menos un tercio de los directores, para examinar los problemas relativos a la marcha de la sociedad y adoptar los acuerdos más convenientes, sin perjuicio de las facultades de delegación en los correspondientes funcionarios y apoderados de nivel ejecutivo. A los fines anteriores, los directores, y en su caso el Síndico, podrán participar de las reuniones de Directorio a través de video conferencias, conferencias telefónicas, o cualquier otro tipo de comunicación análoga, que permita su presencia sin interrupciones en la reunión y consiguiente participación efectiva con pleno conocimiento de los asuntos a tratar para fines de votación y con plenas facultades deliberativas y consultivas, siempre y cuando se evidencie por el Acta de la reunión que todos los Directores participantes, y en su caso el Síndico, estuvieron en condiciones de seguir y ser parte de las deliberaciones y discusiones producidas en la misma sin limitaciones ni interrupciones, pudiendo ejercer en forma plena sus facultades de voz y voto. El quórum se formará con la presencia, en sal y/o en la forma permitida anteriormente, de la mayoría absoluta de sus miembros. Las convocatorias a reuniones de Directorio se realizarán por escrito con una anticipación de por lo menos 72 horas, mencionando el orden del día y el lugar de la reunión, pudiendo reunirse el directorio en el Domicilio de la sociedad o en cualquier otro lugar de Bolivia o del exterior del país que así lo establezca la convocatoria, siempre que el lugar señalado fuera asequible a los directores dentro el plazo de la convocatoria”

1.5 Restricciones, Obligaciones y Compromisos Financieros del Emisor y sus modificaciones, durante la vigencia de las Emisiones que formen parte del Programa.

Las Restricciones, Obligaciones y Compromisos Financieros a los que se sujetará la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. como Emisor durante la vigencia de los Bonos emitidos dentro del Programa de Emisiones se encuentran detallados en el punto 2.6 del presente Prospecto Marco.

1.6 Factores de Riesgo

Los potenciales inversionistas, antes de tomar la decisión de invertir en los bonos comprendidos dentro del presente Programa de Emisiones deberán considerar cuidadosamente la información presentada en este Prospecto Marco, sobre la base de su propia situación financiera y sus objetivos de inversión. La inversión en los bonos implica ciertos riesgos relacionados con factores tanto externos como internos a la EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORUROS.A. que podrían afectar el nivel de riesgo vinculado a la inversión.

Los riesgos e incertidumbres podrían no ser los únicos que enfrenta el Emisor, podrían existir riesgos e incertidumbres adicionales actualmente no conocidos por el Emisor. Adicionalmente, no se incluyen riesgos considerados actualmente como poco significativos por el Emisor. Sin embargo, existe la posibilidad de que dichos factores no conocidos o actualmente considerados poco significativos afecten el negocio de Emisor en el futuro.

La sección 4 del presente Prospecto Marco presenta una explicación respecto a los siguientes factores de riesgo que podrían afectar al Emisor:

- **Riesgos relacionados con el Marco Regulatorio**

Los factores relacionados con cambios en el marco Regulatorio, son aquellos exógenos a la empresa que pueden afectar el normal desarrollo de sus actividades. El Estado Plurinacional de Bolivia se encuentra atravesando una etapa de cambios que representa un factor externo de riesgo.

- **Riesgos Operacional**

Entre los riesgos más importantes que podemos citar están: los riesgos operativos, riesgos de accidentes laborales, accidentes de terceros y riesgos de siniestros en instalaciones propias.

- **Riesgos de Mercado**

La concentración de los clientes en el sector minero e industrial (41% de los ingresos de la empresa), cuya actividad depende de los precios internacionales de los minerales.

- **Riesgo relacionado con el comportamiento de variables macroeconómicas**

Son riesgos relacionados con el comportamiento de variables macroeconómicas como el PIB, la Inflación, el Tipo de Cambio y las Tasas de Interés.

1.7 Resumen de la Información financiera del Emisor

La información financiera, resumida, que se presenta en este punto fue obtenida de los Estados Financieros de EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. para cada uno de los periodos indicados en este resumen. La información presentada deberá leerse conjuntamente con los Estados Financieros de la Sociedad y las notas que los acompañan. Los Estados Financieros de la EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A. al 31 de diciembre 2009, 2010 y 2011 fueron auditados por los auditores Externos PricewaterhouseCoopers. Asimismo, se presentan los Estados Financieros de ELFEOSA al 31 de marzo de 2012, los cuales se encuentran auditados internamente.

Es importante aclarar que los Estados Financieros de las gestiones terminadas a diciembre de 2009, 2010 y 2011 consideran la variación inflacionaria, en base al valor de la Unidad de Fomento a la Vivienda (“UFV”), para su ajuste. En consecuencia, y para propósitos comparativos, las cifras del Análisis Financiero se reexpresaron en bolivianos en función al valor de la UFV del 31 de marzo de 2012.

El siguiente cuadro presenta un resumen con las principales cuentas del Balance General.

Cuadro No. 1 Principales cuentas del Balance General
(en miles de Bolivianos)

BALANCE GENERAL				
(En Miles de Bolivianos)				
PERÍODO	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	30-jun-12
	(Reexp.)	(Reexp.)	(Reexp.)	
Valor UFV	1.53754	1.56451	1.71839	1.76242
Activo Corriente	45,232	48,370	50,993	56,407
Activo No Corriente	129,246	133,914	133,719	132,232
Activos Totales	174,478	182,284	184,712	188,639
Pasivo Corriente	66,286	84,724	69,074	89,512
Pasivo No Corriente	36,332	26,678	36,816	33,400
Pasivos Totales	102,618	111,402	105,890	122,911
Patrimonio Total	71,860	70,882	78,821	65,728

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

El **Activo Total** de la empresa al 31 de diciembre de 2011 fue de Bs.184,71 millones superior en 1,33% (Bs.2,43 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2010 cuando fue de Bs.182,28 millones, comportamiento que se atribuye fundamentalmente al crecimiento de las cuentas Otras Cuentas por Cobrar, que se compone principalmente de la cuenta del Fondo de Estabilización de Distribución y de la cuenta Disponibilidades dentro del Activo Corriente. Asimismo, el monto de Activo Total correspondiente al 31 de diciembre de 2010 fue superior en 4,47% (Bs.7,81 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.174,48 millones, situación originada principalmente por el aumento de las cuentas Disponibilidades dentro del Activo Corriente y Bienes de Uso dentro del Activo No Corriente. A Junio de 2012 el Activo total alcanzó la cifra de Bs.188,64 millones, el cual estuvo compuesto por Bs.56,41 millones de Activo Corriente y Bs.132,23 millones de Activo No Corriente.

El **Activo Corriente** de la Sociedad a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.50,99 millones, cifra superior a la registrada a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.48,37 millones. Esta variación significó un incremento de 5,42% (Bs.2,62 millones) debido principalmente al incremento de las cuentas Disponibilidades y Otras Cuentas por Cobrar en 80,85% (Bs.4,20 millones) y 16,30% (Bs.2,01 millones) respectivamente. Asimismo el monto registrado a diciembre de 2010 se incrementó respecto al monto alcanzado a diciembre de 2009, cuando fue de Bs.45,23 millones, incremento que significó el 6,94% (Bs.3,14 millones) debido a un aumento en la cuenta Disponibilidades. El Activo Corriente, representó el 25,92%, 26,54% y 27,61% del Activo total a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Al 30 de Junio de 2012 el Activo Corriente de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.56,41 millones, mismo que representa el 29,90% del Activo total.

El **Activo no Corriente** de la Empresa de Luz y Fuera Eléctrica de Oruro S.A. a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.133,72 millones, inferior en 0,15% (Bs.195 mil) al registrado a diciembre de 2010 cuando alcanzó Bs.133,91 millones. Este decremento en el Activo no Corriente fue a consecuencia principalmente de la disminución de la subcuenta Obras en Curso que en la gestión 2010 alcanzó un monto de Bs.2.94 millones y en la gestión 2011 se tiene un monto de Bs.1,06 millones. Asimismo el monto alcanzado a diciembre de 2010 fue mayor al monto registrado a diciembre de 2009 cuando fue de Bs.129,25 millones, ésta variación significó un 3,61% (Bs.4,67 millones) a consecuencia principalmente del aumento de las subcuentas Obras en Curso y Baja Tensión dentro de la cuenta Bienes de Uso, en 3,48% (Bs.4,48 millones). El Activo no Corriente representó el 74,08%, 73,46% y 72,39% del Activo Total a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Al 30 de Junio de 2012 el Activo no Corriente de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.132,23 millones, mismo que representa el 70,10% del Activo Total.



El **Pasivo total** de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 fue de Bs.105,89 millones, menor en 4,95% (Bs.5,51 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2010, cuando alcanzó el monto de Bs.111,40 millones, comportamiento que se atribuye fundamentalmente a la contracción de la porción Corriente del Pasivo. Asimismo, el monto de Pasivo Total correspondiente al 31 de diciembre de 2010 fue superior en 8,56% (Bs.8,78 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.102,62 millones, situación originada principalmente por el aumento de las cuentas Dividendos por Pagar y Deudas por Compra de Energía dentro del activo corriente. Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo Total de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.122,91 millones, el mismo que estuvo compuesto por 72,83% (89,51 millones) de Pasivo Corriente y 27,17% (Bs.33,40 millones) de Pasivo No Corriente.

El **Pasivo Corriente** de la sociedad a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.69,07 millones, cifra mayor a la registrada a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.84,72 millones. Esta cifra, significó una disminución del 18,47% (Bs.15,65 millones). Esta disminución es atribuible principalmente al decremento de la cuenta Dividendos por pagar en 99,20% (Bs. 11,55 millones). Por otro lado, el monto de Pasivo Corriente registrado a diciembre de 2010 fue superior en un 27,82% (Bs.18,44 millones) al alcanzado a diciembre de 2009, cuando fue de Bs.66,29 millones. Debido principalmente al incremento en la cuenta Dividendos por Pagar en 1.302,63% (Bs.10,81 millones). El Pasivo Corriente representó el 64,59%, 76,05% y 65,23%, del total Pasivo a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente, además de significar el 37,99%, 46,48% y 37,40% del Pasivo más el Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo Corriente de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.89,51 millones, mismo que representa el 72,83% del Pasivo total y el 47,45% del Pasivo más el Patrimonio.

El **Pasivo no Corriente** de la Empresa de Luz y Fuerza eléctrica de Oruro S.A. a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.36,82 millones, monto superior al registrado a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.26,68 millones. Esta variación significó un crecimiento del 38,00% (Bs.10,14 millones), explicado principalmente por el aumento de la cuenta Préstamos Financieros y Otras Obligaciones. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue inferior en un 26,57% (Bs.9,65 millones) alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.36,33 millones, producto del decremento de las cuentas Préstamos Financieros y Otras Obligaciones y Previsión para Indemnizaciones. El Pasivo No Corriente representó el 35,41%, 23,95% y 34,77% del Pasivo total y el 20,82%, 14,64% y 19,93% del Pasivo más Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo No Corriente de la Sociedad, alcanzó la cifra de Bs.33,40 millones, mismo que representa el 27,17% del Pasivo Total y el 17,71% del Pasivo más el Patrimonio.

El **Patrimonio** de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 fue de Bs.78,82 millones superior en 11,20% (Bs.7,94 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2010 cuando alcanzó el monto de Bs.70,88 millones, comportamiento que es atribuible al incremento de Resultados Acumulados. Asimismo, el monto de Patrimonio correspondiente a diciembre de 2010 fue inferior en 1,36% (Bs.978 mil) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.71,86 millones, situación originada principalmente por la disminución de la cuenta Resultados Acumulados. El Patrimonio representó el 41,19%, 38,89% y 42,67% del Pasivo más el Patrimonio a Diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Al 30 de Junio de 2012, el Patrimonio de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. alcanzó el monto de Bs.65,73 millones, monto que representó el 34,84% respecto al Pasivo más el Patrimonio.

El siguiente cuadro presenta un resumen con las principales cuentas del Estado de Resultados.

Cuadro No. 2 Principales cuentas del Estado de Resultados

(en miles de Bolivianos)

ESTADO DE RESULTADOS (En Miles de Bolivianos)				
PERÍODO	31-dic-09 (Reexp.)	31-dic-10 (Reexp.)	31-dic-11 (Reexp.)	30-jun-12
Valor UFV	1.53754	1.56451	1.71839	1.76242
Ingresos por Ventas	148,533	157,545	162,502	84,940
(-) Costo de Energía Comprada	90,199	96,842	98,885	54,937
Utilidad de Ventas	58,334	60,702	63,617	30,003
Utilidad Neta del Ejercicio	14,443	12,744	20,057	5,974

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

Los **Ingresos por Ventas** de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 31 de diciembre de 2011 alcanzaron el monto de Bs.162,50 millones superior en 3,15% (Bs.4,96 millones) a la cifra obtenida al 31 de diciembre de 2010 cuando fue de Bs.157,55 millones, este incremento es explicado por el constante crecimiento de la demanda de servicios que comercializa la Sociedad. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010, fue también superior en un 6,07% (Bs.9,01 millones) al alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.148,53 millones, debido principalmente al crecimiento de las subcuentas: Ventas de Energía contratos especiales, Ventas para Alumbrado Público e Ingresos por venta de energía devengados. Al 30 de Junio de 2012 los Ingresos por Ventas fueron de Bs.84,94 millones.

El **Costo de energía comprada** a diciembre de 2011 fue de Bs. 98,88 millones superior en 2,11% (Bs.2,04 millones) a la cifra obtenida a diciembre de 2010 cuando alcanzó el monto de Bs.96,84 millones, este incremento se encuentra relacionado con el aumento en el nivel de ventas de la Sociedad. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue superior en un 7,37% (Bs.6,64 millones) al alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.90,20 millones, este incremento está relacionado con la reliquidación de Potencia muy favorable a la Empresa en la gestión 2009 y al igual que en la gestión 2010 con el crecimiento de los Ingresos por Ventas de la Sociedad. Esta cuenta representó el 60,73%, 61,47% y 60,85% respecto a los Ingresos por Ventas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Al 30 de Junio de 2012 esta cuenta alcanzó un monto de Bs.54,94 millones representando así el 64,68% de los Ingresos por Ventas.

La **Utilidad de ventas** de la Sociedad a diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.63,62 millones, superior en 4,80% (Bs.2,92 millones) al registrado a diciembre de 2010, gestión en la cual se registró un monto de Bs.60,70 millones, el crecimiento registrado se debe principalmente al incremento de las Ventas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., en mayor medida que el crecimiento registrado en el Costo de Energía comprada. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue superior en 4,06% (Bs.2,37 millones) al monto alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.58,33 millones, situación generada principalmente por una Reliquidación de Potencia muy favorable para la Empresa en la gestión 2009 y al crecimiento de las Ventas de la Sociedad en la gestión 2010. Al 30 de Junio de 2012 la Utilidad de ventas de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.30,00 millones representando el 35,32% de los Ingresos por Ventas.

La **Utilidad Neta del Ejercicio** de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. alcanzó a diciembre de 2011, un monto de Bs.20,06 millones, superior en 57,39% (Bs.7,31 millones) al registrado a diciembre de 2010, cuando fue de Bs.12,74 millones, debido al incremento de los Ingresos por Ventas de la empresa y otros ingresos. Asimismo, el monto de Utilidad Neta del año correspondiente a diciembre de 2010 fue inferior en 11,77% (Bs.1,70 millones) al registrado al

31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.14,44 millones, situación originada principalmente porque la Reliquidación de Potencia (créditos o débitos por concepto de compra de potencia) en el 2010 fue muy inferior a la que se tuvo el 2009. La Utilidad Neta del Ejercicio respecto a los Ingresos por Ventas representó el 9,72%, 8,09% y 12,34% a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Al 30 de Junio de 2012, esta cuenta registró un monto de Bs.5,97 millones representando así el 7,03% de los Ingresos por Ventas.

El siguiente cuadro presenta un resumen de los principales Indicadores Financieros.

Cuadro No. 3 Principales Indicadores Financieros

ANÁLISIS DE INDICADORES FINANCIEROS						
Indicador	Fórmula	Interpretación	31-dic-09 (Reexp.)	31-dic-10 (Reexp.)	31-dic-11 (Reexp.)	30-jun-12
INDICADORES DE LIQUIDEZ Y SOLVENCIA						
Coficiente de Liquidez	[Activo Corriente / Pasivo Corriente]	Veces	0.68	0.57	0.74	0.63
Prueba Ácida	[Activo Corriente - Inventarios/ Pasivo Corriente]	Veces	0.64	0.52	0.69	0.60
Capital de Trabajo	[Activo Corriente - Pasivo Corriente]	En Miles de Bs.	-21,054	-36,354	-18,081	-33,105
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO						
Razón de endeudamiento	[Total Pasivo / Total Activo]	Porcentaje	58.81%	61.11%	57.33%	65.16%
Razón Deuda a Patrimonio	[Total Pasivo / Total Patrimonio Neto]	Veces	1.43	1.57	1.34	1.87
Proporción Deuda Corto Plazo	[Total Pasivo Corriente / Total Pasivo]	Porcentaje	64.59%	76.05%	65.23%	72.83%
Proporción Deuda Largo Plazo	[Total Pasivo No Corriente / Total Pasivo]	Porcentaje	35.41%	23.95%	34.77%	27.17%
INDICADORES DE ACTIVIDAD						
Rotación Cuentas por Cobrar	[Ventas /Cuentas por Cobrar Clientes]	Veces	5.33	5.93	6.85	
Plazo Promedio de Cobro	[360 / Rotación Cuentas por Cobrar]	Días	67	61	53	
Rotación Cuentas por Pagar	[Costo de Energía Comprada/Deudas por Compra de Energía]	Veces	9.70	5.33	5.01	
Plazo Promedio de Pago	[360 / Rotación Cuentas por Pagar]	Días	37	68	72	
INDICADORES DE RENTABILIDAD						
Retorno sobre el Patrimonio (ROE)	[Utilidad neta del ejercicio / Patrimonio]	Porcentaje	20.10%	17.98%	25.45%	
Retorno sobre los Activos (ROA)	[Utilidad neta del ejercicio / Activos]	Porcentaje	8.28%	6.99%	10.86%	
Retorno sobre las Ventas	[Utilidad neta del ejercicio / Ventas]	Porcentaje	9.72%	8.09%	12.34%	
Margen bruto	[Utilidad de Ventas /Ingreso por Ventas]	Porcentaje	39.27%	38.53%	39.15%	

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

El **Coficiente de Liquidez**, durante las gestiones analizadas registró niveles de 0,68, 0,57 y 0,74 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Entre las gestiones 2009 y 2010 este indicador tuvo una variación negativa del 16,33%, mientras que entre las gestiones 2010 y 2011 la variación fue positiva en un 29,31%. Al 30 de Junio de 2012 el coeficiente de liquidez alcanzó la cifra de 0,63 veces.

El indicador de la **Prueba Ácida**, a diciembre de 2009, 2010 y 2011 registró niveles de 0,64, 0,52, 0,69 veces, respectivamente. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación negativa del 18,86% y entre diciembre de 2010 y 2011 varió de forma positiva en un 32,10%. Al 30 de Junio de 2012 el ratio de la prueba ácida fue de 0,60 veces.

El **Capital de Trabajo** mide el margen de seguridad para los acreedores o bien la capacidad de pago de la Sociedad para cubrir sus deudas a corto plazo, es decir, el dinero con el cual la Sociedad cuenta para realizar sus operaciones normales. A diciembre de 2011 este indicador alcanzó el monto negativo de Bs.18,08 millones superior en 50,26% (Bs.18,27 millones) al registrado a diciembre de 2010 cuando alcanzó un monto negativo de Bs.36,35 millones, esta variación positiva se debe principalmente a la Disminución de la cuenta Dividendos por Pagar dentro del Pasivo Corriente. Asimismo, a diciembre de 2010, este índice alcanzó una cifra inferior en un 72,67% (Bs.15,30 millones) a la registrada a diciembre 2009 cuando registró el monto negativo de Bs.21,05 millones, debido principalmente al aumento del Pasivo Corriente en mayor medida que el crecimiento registrado en el Activo Corriente durante la gestión 2010, producto principalmente de un incremento considerable de la cuenta Dividendos por pagar. Al 30 de Junio de 2012 el Capital de Trabajo alcanzó el monto negativo de Bs.33,11 millones. El Capital de Trabajo negativo en este tipo

de Empresas es particular debido a que existe una alta predictibilidad de los flujos de entrada y salida relacionados con las recaudaciones por venta de energía y compra de energía respectivamente.

La **Razón de Endeudamiento** mostró resultados de 58,81%, 61,11% y 57,33%, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Entre las gestiones 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación positiva del 3,91%, debido principalmente a un crecimiento tanto en el Activo Total como en el Pasivo Total, mientras que entre las gestiones 2010 y 2011 el índice varió de forma negativa en un 6,20% debido principalmente a una disminución del Pasivo Total durante la gestión 2011 en mayor medida que el incremento registrado en el Activo Total. Al 30 de Junio de 2012 la Razón de Endeudamiento fue de 65,16%.

La **razón deuda a patrimonio** alcanzó los siguientes resultados 1,43, 1,57 y 1,34 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Esta tendencia se produce a raíz de los pequeños incrementos registrados en el Patrimonio Neto durante las gestiones analizadas. Entre las gestiones 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación positiva del 10,06% y entre las gestiones 2010 y 2011 varió negativamente en un 14,52%. Al 30 de Junio de 2012, la Razón Deuda a Patrimonio alcanzó la cifra de 1,87 veces.

La proporción de **Deuda a Corto Plazo y Largo Plazo**, muestra la composición del Pasivo en función a la exigibilidad de las obligaciones. El Pasivo de la Sociedad estuvo compuesto en 64,59%, 76,05% y 65,23% por el Pasivo Corriente y por 35,41%, 23,95% y 34,77% por el Pasivo no Corriente a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. A lo largo de las gestiones analizadas se puede apreciar que existió un predominio de la porción Corriente del Pasivo sobre la porción no Corriente del Pasivo. Entre diciembre 2009 y diciembre 2010, la porción de Deuda de Corto Plazo tuvo una variación positiva de 17,74% mientras que entre diciembre 2010 y diciembre 2011 registró una variación negativa de 14,23%. La primera situación dada principalmente por un incremento en la cuenta Dividendos por Pagar dentro del Pasivo Corriente y la segunda situación dada principalmente por una disminución en las cuentas Dividendos por Pagar y Préstamos Financieros y Otras Obligaciones. Asimismo entre diciembre 2009 y diciembre 2010, la porción de Deuda de Largo Plazo registró una variación negativa de 32,36%, mientras que entre diciembre 2010 y diciembre 2011, la variación fue positiva en 45,19%. La primera situación dada por el disminución en las cuentas Préstamos Financieros y Otras Obligaciones y Previsión para Indemnizaciones y la segunda situación dada por el incremento en la cuenta Préstamos Financieros y Otras Obligaciones durante la gestión 2011. Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro estuvo conformado por un 72,83% de Pasivo Corriente y 27,17% de Pasivo no Corriente.

El indicador de **rotación de cuentas por cobrar** mostró los siguientes resultados: 5,33, 5,93 y 6,85 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Este indicador sufrió una variación positiva de 11,26% y de 15,41% entre las gestiones de diciembre 2010 y 2011 respectivamente. El comportamiento de este ratio fue creciente durante las gestiones analizadas y es atribuible a la disminución de las cuentas por cobrar clientes en las gestiones 2010 y 2011, y al incremento registrado en los Ingresos por Ventas de la Sociedad, durante las mismas gestiones.

El **plazo promedio de cobro** a diciembre de 2009, 2010 y 2011 mostró resultados de 67, 61 y 53 días, respectivamente. El comportamiento descendente suscitado entre las gestiones 2010, 2011 está relacionado directamente con el comportamiento del índice de rotación de cuentas por cobrar. Entre diciembre de 2010 y 2011, este indicador varió negativamente en 13,35%, de igual manera a lo ocurrido entre las gestiones 2009 y 2010 cuando el índice varió negativamente en un 10,12%, producto también de la relación indirecta con el índice de Rotación de cuentas por Cobrar.

El indicador de **rotación de Cuentas por Pagar** mostró resultados de 9,70, 5,33 y 5,01 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Entre diciembre de 2011 y diciembre de 2010 la variación negativa de este indicador fue del 5,98%, igual a lo ocurrido entre diciembre de 2009 y 2010, cuando este índice varió negativamente en un 45,08%.

El **Plazo Promedio de Pago** a diciembre de 2009, 2010 y 2011 este indicador mostró resultados de 37, 68, y 72 días, respectivamente. El comportamiento registrado en las gestiones analizadas se debe principalmente al movimiento de



la rotación de Cuentas por Pagar. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador aumento en 82,08%, mientras que entre diciembre de 2010 y 2011, aumento en 6,36%.

El **ROE** durante las gestiones analizadas mostró un porcentaje de 20,10%, 17,98% y 25,45% a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. El comportamiento registrado entre las gestiones 2009 y 2010 se debe principalmente al decremento del Patrimonio en menor proporción que el decremento de la Utilidad Neta del Ejercicio, cuando el índice varió en forma negativa en un 10,55%. Entre diciembre de 2010 y 2011, el ROE aumentó en un 41,53%, debido principalmente al incremento registrado en el Patrimonio en mayor medida que el incremento en la Utilidad Neta del Ejercicio.

El **ROA** a diciembre de 2009, 2010 y 2011 mostró un rendimiento del 8,28%, 6,99% y 10,86%, respectivamente. Este comportamiento, similar a lo ocurrido con el ROE, es atribuible al comportamiento de la Utilidad Neta del Ejercicio en relación al crecimiento del Activo total. Entre diciembre de 2009 y 2010 el ROA disminuyó en 15,55% mientras que entre diciembre de 2010 y 2011 aumentó en un 55,32%.

El **Retorno sobre las Ventas** alcanzó rendimientos de 9,72%, 8,09% y 12,34% a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Este comportamiento es explicado por el movimiento de la Utilidad Neta del Ejercicio en relación al crecimiento de los Ingresos por Ventas de la Sociedad durante las gestiones analizadas. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación negativa del 16,81%, mientras que entre diciembre de 2010 y 2011 la variación fue positiva en 52,59%.

El **Margen Bruto** a diciembre de 2009, 2010 y 2011 mostró porcentajes de 39,27%, 38,53% y 39,15% respectivamente. El comportamiento registrado en la gestión 2009 – 2010 se debe a un mayor crecimiento de los Ingresos por Ventas, y el consecuente aumento del Costo de Energía Comprada, en relación al incremento de la Utilidad de Ventas. Durante las gestiones analizadas el incremento de la Utilidad de Ventas fue menor al incremento en los Ingreso por Ventas. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador varió negativamente en un 1,89%, mientras que entre diciembre de 2010 y 2011, el Margen Bruto aumentó en 1,60%.

2 DESCRIPCIÓN DE LOS VALORES OFRECIDOS

2.1 Antecedentes legales del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I

La Junta de Accionistas de EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. celebrada en la ciudad de Oruro en fecha 14 de Mayo de 2012, consideró y aprobó el Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, según consta en el Acta de la Junta General Extraordinaria de Accionistas protocolizada ante la Notaria de Fe Pública de Primera Clase No. 97 de la ciudad de La Paz, a cargo de la Dra. María Cristina Ibáñez Brown, mediante Testimonio No. 287/2.012, de fecha 16 de mayo de 2012 e inscrita en el Registro de Comercio en fecha 21 de mayo de 2012 bajo el No. 00135516 del libro No 10.

Asimismo, la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero mediante Resolución No. ASFI-No. 499/2012, de fecha 28 de Septiembre de 2012, autorizó la inscripción del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I en el Registro del Mercado de Valores bajo el No. ASFI/DSV-PEB-EEO-010/2012.

2.2 Delegación de Definiciones

Las condiciones y características de cada una de las Emisiones que vayan a conformar el Programa, deberán ser definidas de manera previa a la autorización de la Oferta Pública correspondiente, por lo que, a objeto de agilizar dicho proceso, se definió delegar la tarea al Gerente General, al Gerente, al Superintendente Administrativo y a las Apoderadas de la Sociedad para cada Emisión que forme parte del Programa, actuando necesariamente el Gerente General o el Gerente de forma conjunta con el Superintendente Administrativo o con cualquiera de las Apoderadas de la Sociedad. La delegación de definiciones para cada una de las Emisiones que componen el Programa consiste en la determinación de:

1. Monto de cada Emisión dentro del Programa
2. Series en que se dividirá cada Emisión dentro del Programa
3. Moneda de cada Emisión dentro del Programa
4. Valor nominal de los Bonos de cada Emisión dentro del Programa
5. Plazo de cada Emisión dentro del Programa
6. Tasa y tipo de interés
7. Periodicidad de Amortización de Capital y Pago de Intereses
8. Procedimiento de Colocación Primaria
9. Destino específico de los fondos y su plazo de utilización
10. Determinación del procedimiento y condiciones de rescate anticipado
11. Determinación de la(s) Empresa(s) Calificadora(s) de Riesgo para cada una de las Emisiones que forme parte del Programa
12. Inscripción de las emisiones en la Bolsa Boliviana de Valores S.A. u otra bolsa en el país o el extranjero, para su negociación en mercado primario y/o secundario.

Asimismo, la fecha de Emisión y la fecha de vencimiento para cada Emisión que forme parte del Programa será determinada por el Gerente General, el Gerente, el Superintendente Administrativo y las Apoderadas de la Sociedad, actuando necesariamente el Gerente General o el Gerente de Forma conjunta con el Superintendente Administrativo o con cualquiera de las Apoderadas de la Sociedad.

2.3 Características del Programa y de las Emisiones que forman parte del mismo

2.3.1 Denominación del Programa

La denominación del Programa es “Bonos ELFEOSA I”.

2.3.2 Denominación de las Emisiones dentro del Programa

Cada Emisión dentro del Programa se identificará como Bonos ELFEOSA I, seguida del numeral de la Emisión correspondiente.

2.3.3 Tipo de Bonos a emitirse

Obligacionales y redimibles a plazo fijo.

2.3.4 Monto Total del Programa

El monto total del Programa de Emisión de Bonos ELFEOSA I es de Bs. 70.000.000 (Setenta millones 00/100 Bolivianos).

2.3.5 Plazo del Programa

El plazo del Programa será de un mil ochenta (1.080) días calendario computables desde el día siguiente hábil de notificada la Resolución de ASFI, que autorice e inscriba el Programa en el RMV de ASFI.

2.3.6 Monto de cada Emisión dentro del Programa

El monto de cada Emisión dentro del Programa será determinado de conformidad a lo establecido en el punto 2.2anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.7 Series de cada Emisión

Las series de cada Emisión serán determinadas de conformidad a lo establecido en el punto 2.2anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.8 Moneda en la que se expresarán las Emisiones que formen parte del Programa

La moneda de las Emisiones que formen parte del Programa será: Bolivianos (Bs) o Bolivianos con Mantenimiento de Valor al Dólar de los Estados Unidos de América (MVDOL) o Dólares de los Estados Unidos de América (US\$).

Para efectos del cálculo del monto máximo autorizado para el Programa por la Junta, se deberá tomar en cuenta el tipo de cambio oficial de compra de Dólares de los Estados Unidos de América establecido por el Banco Central de Bolivia vigente al día de la fecha de Autorización de la Emisión respectiva.

La moneda de cada una de las Emisiones dentro del Programa será determinada de conformidad a lo establecido en el punto 2.2anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.9 Forma de representación de los Valores que formen parte del Programa

Mediante anotaciones en cuenta en el Sistema de Registro de Anotaciones en Cuenta a cargo de la Entidad de Depósito de Valores de Bolivia S.A. (“EDV”), de acuerdo a regulaciones legales vigentes.

Las oficinas de la Entidad de Depósito de Valores de Bolivia S.A. se encuentran ubicadas en Calle 20 de Octubre esq. calle Campos Edificio Torre Azul - Piso 12.

2.3.10 Forma de circulación de los Valores

A la Orden.

La Sociedad reputará como titular de un Bono perteneciente a las Emisiones dentro del Programa, a quien figure registrado en el Sistema de Registro de Anotaciones en Cuenta a cargo de la EDV. Adicionalmente, los gravámenes sobre los Bonos anotados en cuenta, serán también registrados en el Sistema a cargo de la EDV.

2.3.11 Valor Nominal de los Bonos

El valor nominal de los Bonos será determinado para cada una de las Emisiones dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el punto 2.2anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.12 Numeración de los Bonos

Al tratarse de un Programa con valores a ser representados mediante Anotaciones en Cuenta en la EDV, no se considera numeración para los Valores.

2.3.13 Fecha de Emisión

La Fecha de Emisión será determinada de conformidad a lo mencionado en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

La fecha de Emisión estará señalada en la autorización emitida por ASFI para la Oferta Pública y la inscripción en el RMV de ASFI de las Emisiones comprendidas dentro del Programa.

2.3.14 Fecha de Vencimiento

La Fecha de Vencimiento será determinada de conformidad a lo mencionado en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

La fecha de Vencimiento estará señalada en la autorización emitida por ASFI para la Oferta Pública y la inscripción en el RMV de ASFI de las Emisiones comprendidas dentro del Programa.

2.3.15 Plazo de las Emisiones dentro del Programa

El plazo de cada una de las Emisiones de Bonos dentro del Programa será determinado de conformidad a lo mencionado en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

Todos los plazos serán computados a partir de la fecha de Emisión.

2.3.16 Tipo de Interés

El interés será nominal, anual y fijo o variable y será determinado de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.17 Tasa de interés

La tasa de interés de las Emisiones dentro del Programa será determinada de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones. El cálculo será efectuado sobre la base del año comercial de trescientos sesenta (360) días.

2.3.18 Fórmula para el cálculo de los intereses

a) En caso de tratarse de una Emisión denominada en Dólares de los Estados Unidos de América o en Bolivianos, el cálculo será efectuado sobre la base del año comercial de trescientos sesenta (360) días. La fórmula para dicho cálculo se detalla a continuación:

$$IB = K * (Tr * PI / 360)$$

Dónde:

IB = Intereses del Bono

K = Valor Nominal o saldo de capital pendiente de pago

Tr = Tasa de interés nominal anual

PI = Plazo del Cupón (número de días calendario)

b) En caso de tratarse de una Emisión denominada en Bolivianos con mantenimiento de valor al Dólar de los Estados Unidos de América (MVDOL), el cálculo será efectuado sobre la base del año comercial de trescientos sesenta (360) días. La fórmula para dicho cálculo se detalla a continuación:

$$IB = K * (Tr * PI / 360) * (VDOLn / VDOLo)$$

Dónde:

IB = Intereses del Bono, con MVDOL

K = Valor Nominal o saldo de capital pendiente de pago

Tr = Tasa de interés nominal anual

PI = Plazo del Cupón (número de días calendario)

VDOLn = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia en fecha de vencimiento del cupón¹.

VDOLo = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia a la fecha de emisión.

2.3.19 Fórmula para la amortización de capital

a) En caso de tratarse de una Emisión denominada en Dólares de los Estados Unidos de América o en Bolivianos, el monto a pagar se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Capital: } VP = VN * PA$$

Dónde:

VP = Monto a pagar en la moneda de emisión

VN = Valor nominal en la moneda de emisión

PA = Porcentaje de amortización

b) En caso de tratarse de una Emisión denominada en Bolivianos con mantenimiento de valor al Dólar de los Estados Unidos de América (MVDOL), el monto para el pago se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Capital: } VP = VN * PA * (VDOLn / VDOLo)$$

Dónde:

VP = Monto a pagar, expresado en Bs

VN = Valor nominal, expresado en Bs

PA = Porcentaje de amortización

VDOLn = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia en fecha de vencimiento de un Cupón o Bono².

VDOLo = Tipo de cambio de compra del Dólar de los Estados Unidos de América del Bolsín del Banco Central de Bolivia a la fecha de emisión.

2.3.20 Forma de Amortización del Capital y Pago de Intereses de cada Emisión que compone el Programa

a) En el día del vencimiento de cada Cupón: la(s) amortización(es) de capital y pago de intereses correspondientes se pagarán contra la presentación de la identificación respectiva en base a la lista emitida por la EDV.

b) A partir del día siguiente hábil de la fecha de vencimiento de cada Cupón: la(s) amortización(es) de capital y pago de intereses correspondientes se pagarán contra la presentación del Certificado de Acreditación de Titularidad (CAT) emitido por la EDV, dando cumplimiento a las normas legales vigentes aplicables.

¹ En caso que la fecha de vencimiento de un Cupón coincida con día sábado, domingo o feriado, éste mantendrá el valor del VDOLn, solamente hasta la fecha de pago, que deberá ser el primer día hábil siguiente.

² En caso que la fecha de vencimiento de un Cupón o Bono coincida con día sábado, domingo o feriado, éste mantendrá el valor del VDOLn, solamente hasta la fecha de pago, que deberá ser el primer día hábil siguiente.

2.3.21 Periodicidad de Amortización de Capital y Pago de Intereses

El plazo para el pago de los Cupones (Amortización de Capital y Pago de Intereses) será determinado para cada Emisión dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.22 Lugar de amortización de capital y pago de intereses

Las amortizaciones de capital y pago de intereses, se realizarán en las oficinas del Agente Pagador BNB Valores S.A., Agencia de Bolsa y a través de los servicios de esta Agencia de Bolsa.

Las oficinas de BNB Valores S.A. se encuentran ubicadas en la Av. Camacho esquina Colón No. 1312, piso 2.

2.3.23 Fecha desde la cual el Tenedor del Bono comienza a ganar intereses

Los Bonos devengarán intereses a partir de su fecha de Emisión y dejarán de generarse a partir de la fecha de vencimiento establecida para el pago del Cupón.

En caso de que la fecha de vencimiento de un Cupón fuera día feriado, sábado o domingo, el Cupón será cancelado el primer día hábil siguiente (fecha de pago) y el monto de intereses se mantendrá a la fecha de vencimiento del Cupón.

2.3.24 Plazo de Colocación Primaria de cada Emisión dentro del Programa

El Plazo de Colocación primaria de cada Emisión dentro del Programa será de ciento ochenta (180) días calendario, computables a partir de la fecha de Emisión.

2.3.25 Plazo para el pago total de los Bonos a ser emitidos dentro del Programa

No será superior, de acuerdo a documentos constitutivos, al plazo de duración de la Sociedad.

2.3.26 Destinatarios a los que va dirigida la Oferta Pública Primaria

La oferta será dirigida a personas naturales y personas jurídicas.

2.3.27 Modalidad de Colocación

La Modalidad de colocación será “A mejor esfuerzo”

2.3.28 Precio de Colocación

El precio de colocación será mínimamente a la par del valor nominal.

2.3.29 Procedimiento de Colocación Primaria

El Procedimiento de Colocación Primaria será determinado para cada Emisión dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.30 Destino de los fondos y plazo de utilización

Los recursos monetarios obtenidos con la colocación de los Bonos que componen las diferentes Emisiones del Programa serán utilizados de acuerdo a lo siguiente:

- Recambio de pasivos y/o
- Capital de operaciones y/o
- Una combinación de los dos anteriores

Para cada una de las Emisiones dentro del Programa se establecerá el destino específico de los fondos y el plazo de utilización, lo que será determinado de conformidad a lo mencionado en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

Además, conforme al Artículo 104 inciso a) del Reglamento de Registro de Mercado de Valores (Resolución Administrativa No. 756), la Sociedad enviará un detalle del uso de los fondos provenientes de las Emisiones incluidas en el Programa dentro de los diez (10) días calendario siguientes al cumplimiento de cada trimestre de su utilización, a ASFI, a la BBV y al Representante de Tenedores de Bonos.

2.3.31 Reajustabilidad del Empréstito

Las Emisiones que componen el presente Programa y el empréstito resultante no serán reajustables en caso que éstas sean denominadas en Dólares de los Estados Unidos de América o en Bolivianos.

En caso de Emisiones denominadas en Bolivianos con mantenimiento de valor al dólar (MVDOL), el empréstito resultante será reajutable en función a la variación del Tipo de Cambio del Dólar de los Estados Unidos de América a la fecha de vencimiento del Cupón o del Bono.

2.3.32 Convertibilidad en Acciones

Los Bonos a emitirse dentro del presente Programa no serán convertibles en acciones de la Sociedad.

2.3.33 Rescate anticipado mediante sorteo

La Sociedad se reserva el derecho de rescatar anticipada y parcialmente los Bonos que componen este Programa, en una o en todas las Emisiones comprendidas dentro del Programa, de acuerdo a lo establecido en los artículos 662 y siguientes (en lo aplicable) del Código de Comercio. Sobre la base de las delegaciones establecidas en el punto 2.2 anterior, se determinará la realización del rescate y la cantidad de Bonos a redimirse. Emisiones que intervendrán en el sorteo, la fecha y hora del sorteo, el mismo que se celebrará ante Notario de Fe Pública, quien levantará Acta de la diligencia indicando la lista de los Bonos que salieron sorteados para ser rescatados anticipadamente, acta que se protocolizará en sus registros.

La lista de los Bonos sorteados se publicará dentro de los cinco (5) días calendario siguientes, por una vez y en un periódico de circulación nacional, incluyendo la identificación de Bonos sorteados de acuerdo a la nomenclatura que utiliza la EDV y la indicación de que sus intereses y capital correspondiente cesarán y serán pagaderos desde los quince (15) días calendario siguientes a la fecha de publicación.

Los Bonos sorteados conforme a lo anterior, dejarán de devengar intereses desde la fecha fijada para su pago.

El Emisor depositará en la cuenta que a tal efecto establezca el Agente Pagador, el importe del Capital de los Bonos sorteados y los intereses generados a más tardar un (1) día hábil antes de la fecha señalada para el pago.

La decisión de rescate anticipado de los Bonos mediante sorteo será comunicada como Hecho Relevante a ASFI, a la BBV y al Representante de Tenedores de Bonos.

Esta redención estará sujeta a una compensación monetaria al inversionista, calculada sobre la base porcentual respecto al monto de capital redimido anticipadamente, en función a los días de vida remanente de la Emisión con sujeción a lo siguiente:

Plazo de vida remanente de la emisión (en días)	Porcentaje de compensación
1801 en adelante	1,25%
1800 – 1441	1,00%
1440 – 1081	0,75%
1080 – 721	0,50%
720 – 361	0,00%
360 – 0	0,00%

2.3.34 Rescate anticipado mediante compras en Mercado Secundario

El Emisor se reserva el derecho a realizar rescates anticipados de Bonos a través de compras en mercado secundario siempre que éstas se realicen en la BBV. Sobre la base de las delegaciones establecidas en el punto 2.2 anterior, se definirá la redención mediante compras en Mercado Secundario.

Cualquier decisión de redimir los Bonos a través del mercado secundario deberá ser comunicada como Hecho Relevante a ASFI, a la BBV y al Representante Común de Tenedores de Bonos.

2.3.35 Tratamiento del RC-IVA en caso de Redención Anticipada

En caso de haberse realizado una redención anticipada, y que como resultado de ello el plazo de algún Bono resultara menor al plazo mínimo establecido por Ley para la exención del RC-IVA, el Emisor pagará al Servicio de Impuestos

Nacionales (SIN) el total de los impuestos correspondientes por retención del RC-IVA, sin descontar este monto a los Tenedores de Bonos que se vieran afectados por la redención anticipada.

2.3.36 Garantía

Las Emisiones dentro del Programa estarán respaldadas por una Garantía Quirografaria de la Sociedad, lo que significa que la Sociedad garantiza las Emisiones de Bonos dentro del Programa con todos sus bienes presentes y futuros en forma indiferenciada y sólo hasta alcanzar el monto total de las obligaciones emergentes de las Emisiones dentro del Programa.

2.3.37 Calificación de Riesgo

Cada una de las Emisiones dentro del Programa contará con Calificación de Riesgo practicada por cualquiera de las Empresas Calificadoras de Riesgo, debidamente autorizadas e inscritas en el RMV de ASFI. La designación de las Empresas Calificadoras de Riesgo será determinada de conformidad a lo mencionado en el punto 2.2anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.3.38 Agencia de Bolsa Encargada de la Estructuración del Programa

La agencia encargada de la estructuración del Programa de Emisiones será BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa.

2.3.39 Agencia de Bolsa Encargada de la Estructuración de cada emisión dentro del Programa

La agencia encargada de la estructuración de cada Emisión dentro del Programa será BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa.

2.3.40 Agente Colocador

El agente colocador será BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa.

2.3.41 Agente Pagador

El agente pagador será BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa

2.3.42 Forma de Pago en Colocación Primaria de cada Emisión dentro del Programa

La forma de pago en colocación primaria de cada Emisión dentro del Programa se realizará en efectivo.

2.3.43 Provisión para la amortización de capital y pago de Intereses

El Emisor deberá depositar los fondos para la amortización de capital y el pago de intereses en una cuenta corriente, en coordinación con el Agente Pagador, al menos un (1) día hábil antes de la fecha de vencimiento del capital y/o intereses de los Bonos de acuerdo al cronograma de pagos establecido en la Declaración Unilateral de Voluntad y en el Prospecto Complementario de cada Emisión dentro del Programa.

Asimismo, para Emisiones denominadas en Bolivianos con mantenimiento de valor al dólar de Estados Unidos de América (MVDOL), el Emisor se obliga a cubrir cualquier diferencia de valor o tipo de cambio que pudiera generarse entre el día de la provisión de fondos y la fecha de vencimiento del Cupón o Bono, o la fecha de pago, según corresponda.

2.3.44 Frecuencia y forma en que se comunicarán los pagos a los Tenedores de Bonos con la indicación del o de los medios de prensa de circulación nacional a utilizar

Los pagos de intereses y amortizaciones de capital serán comunicados a los Tenedores de Bonos a través de avisos en un órgano de prensa o periódico de circulación nacional, según se vea por conveniente, con al menos un día de anticipación a la fecha establecida para el pago.

2.3.45 Bolsa en la que se inscribirá el Programa

La Bolsa en la que se inscribirá el Programa será la Bolsa Boliviana de Valores S.A.

2.3.46 Individualización de las Emisiones dentro del Programa

El Programa comprenderá Emisiones periódicas de Bonos, cuya individualización y características serán comunicadas oportunamente a ASFI y a la BBV por la Sociedad, mediante nota, envío del Prospecto Complementario y de la

Declaración Unilateral de Voluntad de cada Emisión dentro del Programa, de conformidad a lo mencionado en el numeral 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

2.4 Asamblea General de Tenedores de Bonos

Los Tenedores de Bonos de cada emisión dentro del Programa podrán reunirse en Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente (la “Asamblea General de Tenedores de Bonos”).

En virtud a lo determinado por el Código de Comercio, es pertinente fijar las normas relativas a las convocatorias, el quórum y las mayorías necesarias para las decisiones de la Asamblea General de Tenedores de Bonos de acuerdo a lo siguiente:

2.4.1 Convocatorias a las Asambleas Generales de Tenedores de Bonos

La Asamblea General de Tenedores de Bonos podrá reunirse a convocatoria de la Sociedad, del Representante Común de Tenedores de Bonos o a solicitud expresa de los Tenedores de Bonos de cada Emisión que representen al menos el 25% de los Bonos en circulación de esa Emisión computados por capitales remanentes en circulación a la fecha de realización de la Asamblea convocada. En caso de que exista una solicitud de convocatoria a cualquier Asamblea General de Tenedores de Bonos que cumpla con los requisitos antes previstos, y la Sociedad no haya procedido a tal convocatoria en un plazo de 30 días calendario, posteriores a la recepción de dicha solicitud, el Representante Común de Tenedores de Bonos procederá a emitir la convocatoria respectiva.

La Asamblea General de Tenedores de Bonos se reunirá por lo menos una vez al año convocada por el Emisor. Adicionalmente, a solicitud de la Sociedad, del Representante Común de Tenedores de Bonos o de los Tenedores de Bonos, de acuerdo a lo establecido en el párrafo anterior, se podrá efectuar otras Asambleas Generales de Tenedores de Bonos. Cada Asamblea General de Tenedores de Bonos, se instalará previa convocatoria indicando los temas a tratar, mediante publicación en un periódico de circulación nacional por lo menos una vez, debiendo realizarse al menos cinco (5) días calendario y no más de treinta (30) días calendario antes de la reunión.

La Asamblea General de Tenedores de Bonos, se llevará a cabo en la ciudad de La Paz, en las oficinas de la Sociedad o en un lugar proporcionado por la Sociedad a su costo.

Asimismo, la Sociedad se compromete a asumir el costo de no más de tres convocatorias por año a las Asambleas Generales de Tenedores de Bonos, independientemente de si la convocatoria es realizada por la Sociedad o por el Representante Común de Tenedores de Bonos o de los Tenedores de Bonos. Adicionalmente, en caso de que este límite sea sobrepasado en virtud a que resulte necesaria la realización de más Asambleas Generales de Tenedores de Bonos como efecto de algún incumplimiento de la Sociedad a los compromisos asumidos mediante el Programa y las Emisiones que lo conformen, el costo de estas Asambleas adicionales también será asumido por la Sociedad. El costo de convocatoria y realización de las demás Asambleas Generales de Tenedores de Bonos correrá por cuenta de los Tenedores de Bonos o el Emisor según quién la convoque.

2.4.2 Segunda Convocatoria

En caso de no existir quórum suficiente para instalar la Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente, se convocará por segunda vez y el quórum suficiente será el número de votos presentes en la Asamblea General de Tenedores de Bonos, cualquiera que fuese. Si ningún Tenedor de Bonos asistiese, se realizarán posteriores convocatorias con la misma exigencia de quórum que para las Asambleas Generales de Tenedores de Bonos convocadas por segunda convocatoria.

2.4.3 Asambleas Generales de Tenedores de Bonos sin necesidad de Convocatoria

La Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente podrá reunirse válidamente sin el cumplimiento de los requisitos previstos para la convocatoria y resolver cualquier asunto de su competencia, siempre y cuando concurren el 100% de los Tenedores de Bonos en circulación de la Emisión correspondiente. Para este caso, las resoluciones se adoptarán por el voto de los Tenedores de Bonos que representen 2/3 (dos tercios) del capital remanente en circulación de la Emisión correspondiente, presentes o representados en la Asamblea General de Tenedores de Bonos.

2.4.4 Quórum y Votos Necesarios

Formarán parte, con derecho a voz y voto, de la Asamblea General de Tenedores de Bonos, aquellos Tenedores de Bonos de la Emisión correspondiente que hagan constar su derecho propietario sobre cada Valor mediante la presentación del Certificado de Acreditación de titularidad emitido por la EDV con un día de anticipación a la fecha de celebración de la Asamblea General de Tenedores de Bonos.

El quórum para cada Asamblea General de Tenedores de Bonos será de 51% (cincuenta y uno por ciento), computado por capitales remanentes en circulación de los Bonos de cada Emisión.

Las decisiones de la Asamblea General de Tenedores de Bonos, aún en segunda y posteriores convocatorias, serán tomadas por el 51% (cincuenta y uno por ciento) contabilizados por capitales remanentes en circulación de los Bonos emitidos que se encuentren presentes al momento de la realización de la Asamblea General de Tenedores de Bonos de cada Emisión, con excepción de lo previsto en el punto 2.4.3 anterior relativo a Asambleas Generales de Tenedores de Bonos sin necesidad de convocatoria, en el punto 2.13 siguiente y en el punto 2.6.4 siguiente.

Las determinaciones asumidas por la Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente, tendrán un carácter obligatorio para los Tenedores de Bonos ausentes o disidentes, salvo el caso previsto en el artículo 660º del Código de Comercio.

2.4.5 Derecho a Voto

El monto total de capital pendiente de pago (vigente) de cada emisión representará el 100% de la Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente. En consecuencia, corresponderá a cada Tenedor de Bonos un porcentaje de participación en las decisiones de la Asamblea General de Tenedores de Bonos igual al porcentaje que represente su inversión en el capital pendiente de pago de la emisión correspondiente. La referencia a capital pendiente de pago significa el capital vigente al momento de la celebración de la Asamblea. Los Bonos que no hayan sido puestos en circulación no podrán ser representados en Asamblea General de Tenedores de Bonos de la Emisión correspondiente.

2.4.6 Postergación de la votación

Por voto de por lo menos un tercio (1/3) del capital de los Bonos presentes o representados en Asamblea General de Tenedores de Bonos de la Emisión correspondiente, cualquier votación en una Asamblea General de Tenedores de Bonos podrá ser postergada por una vez para ser tomada en otra fecha hasta dentro de los siguientes quince (15) días hábiles. La postergación descrita en este párrafo podrá solicitarse en cualquier momento, debiendo ser necesariamente respetada por la Asamblea General de Tenedores de Bonos. Cualquier postergación adicional a la primera vez deberá ser aprobada por al menos el voto favorable del 75% de los Bonos presentes o representados en la Asamblea de la Emisión correspondiente.

2.5 Representante Común de Tenedores de Bonos

De conformidad al artículo 654 del Código de Comercio, los Tenedores de Bonos de cada emisión dentro del Programa podrán designar en Asamblea General de Tenedores de Bonos un Representante Común de Tenedores de Bonos, otorgándole para tal efecto las facultades correspondientes.

2.5.1 Deberes y Facultades

Los deberes y facultades del Representante Común de los Tenedores de Bonos, son los siguientes:

El Representante Común de los Tenedores de Bonos tendrá acceso directo a los auditores externos designados por el Emisor solamente en los siguientes casos:

1. Cuando el Representante Común de los Tenedores de Bonos desee realizar consultas específicas sobre temas relacionados a Hechos Potenciales de Incumplimiento, conforme a las definiciones establecidas en el presente documento.
2. En aquellos casos en los que existiera un Hecho Potencial de incumplimiento relacionado con los compromisos financieros.
3. En cualquier otra circunstancia, el Representante Común de los Tenedores de Bonos requerirá de un

consentimiento previo del Emisor para tener acceso directo a los auditores.

El Emisor se compromete a incluir en el contrato respectivo de servicios de auditoría, la obligación del auditor de atender los requerimientos del Representante Común de los Tenedores de Bonos, o a instruir y autorizar al auditor al inicio de los trabajos de auditoría, proporcionar toda la información y asistencia requerida por el Representante Común de los Tenedores de Bonos, en estricto acuerdo a lo mencionado anteriormente.

Por su parte, el Representante Común de los Tenedores de Bonos tiene la obligación de comunicar a los Tenedores de Bonos toda aquella información relativa a las emisiones que formen parte del Programa que considere pertinente poner en conocimiento de éstos.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 659 del Código de Comercio, el Representante Común de Tenedores de Bonos tendrá el derecho de asistir con voz a las Juntas Generales de Accionistas de la Sociedad y deberá ser convocado a ellas. El Representante Común de Tenedores de Bonos actuará como mandatario del conjunto de Tenedores de Bonos y representará a éstos frente a la Sociedad y, cuando corresponda, frente a terceros, conforme al artículo 655 del Código de Comercio.

Cualquiera de los Tenedores de Bonos puede ejercer individualmente las acciones que le corresponda, pero el juicio colectivo que el Representante Común de Tenedores de Bonos pudiera iniciar atraerá a todos los juicios iniciados por separado.

Asimismo, el Representante Común de los Tenedores de Bonos deberá cumplir con lo establecido en el Artículo 654 del Código de Comercio.

De la misma forma, la Sociedad deberá proporcionar al Representante Común de Tenedores de Bonos la misma información que se encuentra obligada a presentar a ASFI, particularmente aquella referida al estado de colocación de los Bonos de cada Emisión dentro del Programa.

2.5.2 Nombramiento del Representante de Tenedores de Bonos Provisorio

Es necesario nombrar un Representante Provisorio de Tenedores de Bonos, el cual una vez finalizada la colocación de cada emisión dentro del Programa podrá ser ratificado o sustituido por la Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente convocada para el efecto.

Si transcurridos treinta (30) días calendario de finalizada la colocación de cada emisión dentro del Programa, la Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente no se pronunciara con relación al Representante Provisorio de Tenedores de Bonos, éste quedará tácitamente ratificado.

Todas las emisiones que componen el Programa tendrán un mismo Representante Provisorio de Tenedores de Bonos. Sin embargo, en cualquier momento, cada emisión podrá designar un representante diferente para la respectiva emisión, por decisión de la Asamblea General de Tenedores de Bonos de la emisión correspondiente.

En tal sentido, se designó a Credibolsa S.A., como Representante Provisorio de Tenedores de Bonos, de todas las emisiones que forman parte del Programa. De acuerdo con lo establecido en el artículo 658 del Código de Comercio, la Asamblea General de tenedores de Bonos podrá remover libremente al Representante de Tenedores de Bonos, conforme lo señalado anteriormente.

Los antecedentes del Representante Provisorio son los siguientes:

Razón Social	Credibolsa S.A Agencia de Bolsa Filial de Banco de Crédito de Bolivia S.A.
Domicilio	Av. José Ballivian N°1059 calle 17 – Calacoto, La Paz Bolivia
Número de Identificación Tributario (NIT)	1020701020
Matricula de Comercio	00013244
Testimonio de Constitución	N°1323/94, protocolizado ante Notario de Fe Publica N°20 del Distrito Judicial de La Paz de Octubre de 1994, inscrito en el Registro de Comercio SENAREC bajo la reducción Administrativa 4803 de fecha 27 de enero de

				<p>1995 en el libro N°05-C a fojas N°321 bajo la partida 742 en la fecha 31 de enero de 1995.</p> <p>Mediante Testimonio 241/2006, protocolizado ante Notaria de fe pública N°007 del Distrito Judicial de La Paz, a cargo de Silvia Noya Laguna, en fecha 24 de enero de 2006 inscrito en FUNDEMPRESA bajo el número 00066593 del libro N°9 en fecha 15 de agosto de 2006, la Agencia modifica su denominación anterior “Credibolsa S.A. Agencia de bolsa Filial del Banco de Crédito de Bolivia S.A.”</p>
Autorización de Funcionamiento				<p>SPVS-IV-AB-CBA-003/2002 otorgado mediante Resolución Administrativa SPVS-IV-No 789 de fecha 19 de septiembre de 2002.</p>
Representantes de representación	Legales	poderes	de	<p>Jorge Enrique Siu Rivas y Erick Antonio Grundner Echeverría, No. 369/2011 de fecha 24 de marzo de 2011 y No. 827/2011 de 30 de Junio de 2011 y No. 827/2011 de 30 de junio de 2011 respectivamente, ambos otorgados ante la Notaria de la Dra. Silvia Noya Laguna.</p>

2.6 Restricciones, Obligaciones y Compromisos Financieros

2.6.1 Restricciones

La Sociedad, en su condición de Emisor y en tanto se encuentre pendiente la redención total de los Bonos que conforman las Emisiones dentro del Programa aprobado, se sujetaría a las siguientes Restricciones y Obligaciones:

- La Sociedad no reducirá su capital sino en proporción al reembolso que haga de los Bonos en circulación. Asimismo, no se fusionará, transformará ni cambiará su objeto social, su domicilio o su denominación sin el previo consentimiento de la Asamblea General de Tenedores de Bonos.
- En caso de una fusión de la Sociedad, los Bonos de cada Emisión dentro del Programa pasarán a formar parte del pasivo de la nueva empresa fusionada, la que asumirá el cumplimiento de todos los compromisos asumidos por la Sociedad conforme al presente Programa y los que voluntariamente asuma en acuerdos con las Asambleas Generales de Tenedores de Bonos. En caso de una transformación de la Sociedad, se observarán las reglas contenidas en el Código de Comercio.

Los balances especiales de una eventual fusión de la Sociedad con otra sociedad serán puestos a disposición de los Tenedores de Bonos en Asamblea General de Tenedores de Bonos.

Los Tenedores de Bonos, reunidos en Asamblea General de Tenedores de Bonos y mediante el voto establecido anteriormente, no podrán negar, retrasar ni condicionar su consentimiento de manera no razonable y fundamentada cuando la fusión sea con otra (s) sociedad (es) nacional (es) o extranjera(s), que no se encuentre(n) en ningún proceso de quiebra o insolvencia conforme a los balances especiales que se elaboren a efectos de la fusión y que como producto de la fusión sea: (i) conveniente o necesario para el desarrollo de la Sociedad, o (ii) pudiera resultar en un incremento en los ingresos de la Sociedad, o (iii) pudiera resultar en una disminución de los costos de la Sociedad.

Los Tenedores de Bonos, reunidos en Asamblea General de Tenedores de Bonos y mediante el voto establecido anteriormente, no podrán exigir que se otorguen garantías adicionales a las establecidas en las Emisiones del presente Programa y en todo caso, conforme a lo dispuesto por el artículo 406 del Código de Comercio, los Tenedores de Bonos, reunidos en Asamblea General de Tenedores de Bonos y mediante el voto establecido anteriormente, podrán oponerse a la fusión, si es que antes no son debidamente garantizados sus derechos.

- El Emisor no podrá dar a los recursos financieros obtenidos de cada Emisión de Bonos, un destino distinto a aquél que se establece en el presente Prospecto Marco, el cual se reflejará en cada Declaración Unilateral de Voluntad de cada Emisión y el respectivo Prospecto Complementario de cada Emisión comprendida dentro del presente Programa.
- En caso de que durante la vigencia de las Emisiones comprendidas dentro del presente Programa la Sociedad realizara nuevas Emisiones de Bonos de Oferta Pública y constituyera al efecto mejores garantías que las establecidas para las Emisiones comprendidas dentro del presente Programa, salvo que las nuevas

obligaciones sean destinadas íntegramente al pago de las obligaciones emergentes de las emisiones comprendidas dentro del presente Programa, la Sociedad deberá constituir similares garantías a favor de los Tenedores de Bonos hasta mantener las mismas en igualdad de condiciones. De acuerdo a lo señalado si no se constituyeran garantías similares, a opción de los Tenedores de Bonos mediante resolución adoptada en Asamblea General de Tenedores de Bonos, podrán solicitar la redención anticipada de sus Bonos, por el valor del capital más el interés devengado hasta la fecha de pago, la cual deberá ser honrada por el Emisor en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario de haber sido solicitada. Esta decisión se aplicará únicamente a los Tenedores de Bonos que así lo soliciten en la Asamblea General de Tenedores de Bonos. Se exceptúa del alcance de este compromiso los casos de procesos de fusión o cualquier forma de reorganización societaria, con compañías o sociedades que pudieren tener cualquier tipo de obligaciones previamente acordadas y que presentaran mejores garantías que las otorgadas para las Emisiones del presente Programa.

- e) El Emisor no cambiará sus Estatutos ni su Escritura de Constitución de ninguna manera que pudiera ser inconsistente con las provisiones o restricciones del presente Programa y las emisiones dentro de éste.
- f) Durante la vigencia de las Emisiones comprendidas dentro del Programa, la Sociedad, en su condición de Emisor, en ningún caso podrá adquirir deuda adicional, a partir de la fecha de autorización de cada Emisión, para actividades diferentes al objeto de la Sociedad.

2.6.2 Obligaciones del Emisor

Durante la vigencia del presente Programa y de las Emisiones que formen parte de éste, la Sociedad, en su condición de Emisor asumirá los Compromisos que a continuación se indican:

- a. El Emisor administrará sus operaciones de acuerdo con las disposiciones legales aplicables en el momento: (i) en lo fundamental de acuerdo con las estipulaciones aplicables del Acta de Junta General Extraordinaria de Accionistas, del Prospecto Marco del Programa, del Prospecto Complementario de cada Emisión comprendida dentro del Programa y la Declaración Unilateral de Voluntad de cada Emisión y (ii) en lo fundamental de acuerdo a las leyes y normas del sector eléctrico vigentes en Bolivia.
- b. El Emisor pagará con anterioridad a su vencimiento a las autoridades competentes todos los tributos, impuestos y tasas gravadas, adeudadas y pagaderas aplicables al Emisor, que en caso de no ser pagadas podrían dar lugar a la creación de un gravamen sobre el mismo. Sin embargo, nada de lo estipulado por el presente Prospecto se interpretará como una exigencia de pago de cualesquiera de dichos tributos mientras la validez o el monto de los mismos estuvieran siendo cuestionados o refutados de buena fe por el Emisor, siguiendo los procedimientos previstos al efecto, incluyendo cualquier apelación.
- c. El Emisor mantendrá archivos, registros contables y procedimientos adecuados para el normal desarrollo de sus operaciones a efectos que pueda identificarse el uso de los fondos de cada Emisión comprendida dentro del presente Programa.
- d. El Emisor mantendrá todas las instalaciones, plantas, propiedades y equipos que son fundamentales y/o necesarios para su operación en buenas condiciones de funcionamiento, cumplirá con todas las especificaciones técnicas aplicables a los mismos y efectuará todas las reparaciones y reemplazos razonables, necesarios en dichas propiedades y equipos.
- e. El Emisor deberá comunicar diariamente a ASFI, así como al Representante Común de Tenedores de Bonos el estado de la colocación de Bonos emitidos, siempre y cuando hayan existido modificaciones respecto del día anterior. Concluido el plazo de colocación de los Bonos, el Emisor deberá remitir a ASFI y al Representante Común de Tenedores de Bonos el estado final de colocación dentro del siguiente día hábil administrativo de concluido el mismo.
- f. Pagar los honorarios del Representante Común de Tenedores de Bonos, durante la vigencia de las Emisiones comprendidas dentro del Programa, hasta un monto máximo de US\$ 850,00 (Ochocientos cincuenta 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) al año, por cada emisión dentro del Programa. Sin embargo, en caso de que los Tenedores de Bonos designen a un Representante Común de Tenedores de Bonos diferente para cada emisión, con un costo superior al mencionado anteriormente, el gasto adicional deberá ser cubierto por los Tenedores de Bonos. Si el Representante fuese el mismo para todas o varias emisiones bajo el

Programa, el Emisor y el Representante Común de Tenedores podrán acordar los honorarios que correspondan, los mismos que no podrán exceder el monto de US\$ 2.600,00 (Dos mil seiscientos 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América).

- g. El Emisor enviará trimestralmente a ASFI, a la BBV y al Representante Común de Tenedores de Bonos, el detalle de los usos de los Fondos obtenidos de cada Emisión comprendida dentro del presente Programa, dentro de los diez (10) días calendario siguientes al cumplimiento de cada trimestre, hasta la culminación del periodo de aplicación de los mismos, en cumplimiento al Artículo 104, inciso a) del Reglamento del Registro del Mercado de Valores aprobado mediante Resolución Administrativa SPVS-IV-No.756 de fecha 16 de septiembre de 2005.
- h. El Emisor obtendrá, mantendrá y si fuere necesario, renovará todos los derechos, autorizaciones, privilegios, licencias, consentimientos y aprobaciones (colectivamente los “Permisos”) requeridos para su operación y normal funcionamiento, con sujeción a las Leyes Bolivianas aplicables.
- i. El Emisor mantendrá niveles de seguros sujetos a las prácticas comerciales generalmente aceptadas en la industria eléctrica con compañías aseguradoras legalmente registradas y autorizadas en el Estado Plurinacional de Bolivia.
- j. El Emisor efectuará una auditoría externa anual de acuerdo con las normas aplicables, por un auditor independiente registrado en el Registro de Mercado de Valores de ASFI.
- k. El Emisor se obliga a:
 - 1) Comunicar a los Tenedores de Bonos, a través del Representante Común de Tenedores de Bonos, cualquier modificación directa de la estructura accionaria que implique una transferencia directa de más del 10% de las acciones de la Sociedad.
 - 2) Notificar a los Tenedores de Bonos a través del Representante Común de Tenedores de Bonos, cualquier incumplimiento de pago de cualquier deuda de la Sociedad por un monto superior al 10% del patrimonio neto de la Sociedad conforme a sus Estados Financieros.
 - 3) Notificar a los Tenedores de Bonos a través del Representante Común de Tenedores de Bonos, cualquier negociación con respecto a la reestructuración, reprogramación o refinanciamiento de cualquiera de las deudas de la Sociedad por montos superiores al 10% del patrimonio neto de la Sociedad conforme a sus Estados Financieros.
 - 4) Informar al Representante Común de Tenedores de Bonos, dentro de un plazo de diez (10) días hábiles después de que el Emisor reciba una notificación escrita sobre cualquier demanda judicial o no judicial instituida contra el Emisor por un monto superior al 10% del patrimonio neto de la Sociedad conforme a sus Estados Financieros, acompañando un resumen de la demanda y de los actos que está adoptando el Emisor para contestar la mencionada acción.
- l. Asimismo el emisor se obliga a:
 - 1) Cumplir en todo aspecto fundamental con las leyes y licencias ambientales bolivianas vigentes. La Sociedad realizará los esfuerzos razonables para controlar y mitigar cualquier contaminación o mitigar el impacto ambiental de cualquier sustancia que afecte adversa o negativamente al medio ambiente, conforme a las leyes bolivianas aplicables.
 - 2) Defender o resolver razonablemente cualquier acción legal, demanda u otros procesos que pudieran ser instituidos por cualquier persona ante cualquier corte o tribunal competente que pudiera afectar la normal operación de la Sociedad.
 - 3) Convocar, a su costo, a las Asambleas Generales de Tenedores de Bonos que considere necesarias.
 - 4) Las Asambleas Generales de Tenedores de Bonos se llevarán a cabo en la ciudad de La Paz.
 - 5) Asistir a las Asambleas de Tenedores de Bonos por medio de sus representantes e informar sobre la marcha de los negocios del Emisor, si fuere requerido a ello.

- m. Sin perjuicio de las obligaciones de información que corresponden por ley, el Emisor:
- 1) Suministrará al Representante Común de Tenedores de Bonos, la misma información que sea proporcionada a ASFI y a la BBV en los mismos tiempos y plazos establecidos al efecto.
 - 2) Mantendrá vigentes sus registros en el RMV de ASFI, en las Bolsas de Valores correspondientes y en la EDV.
 - 3) Publicará anualmente sus Estados Financieros de acuerdo al artículo 649 del Código de Comercio.
- n. El Emisor se obliga a remitir al Representante Común de Tenedores de Bonos dentro de un periodo de treinta (30) días calendario con posterioridad a la finalización de cada trimestre:
- 1) Información financiera de la Sociedad.
 - 2) Cálculo del Ratio de Endeudamiento (“RDP”) y del Ratio de Cobertura de Deuda (“RCD”).
 - 3) Cualquier información relevante, según fuere definida en las regulaciones del Mercado de Valores del Estado Plurinacional de Bolivia como Hechos Relevantes u otra información que se hubiera generado en el periodo relevante de doce (12) meses y que podría esperarse que tenga un efecto fundamental adverso sobre el Emisor en cuanto al cumplimiento de sus deudas en dicho periodo. Sin perjuicio de lo establecido, el Emisor se compromete a presentar la información de cualquier hecho relevante a más tardar al día hábil siguiente de conocido a ASFI, a la BBV y al Representante Común de Tenedores de Bonos, en cumplimiento a la norma establecida.
- o. El Emisor notificará por escrito al Representante Común de Tenedores de Bonos cualquier circunstancia o hecho que interfiera en lo fundamental o amenace con interferir en el desarrollo o normal operación del Emisor ante dicha circunstancia o hecho, según fuere requerido por las regulaciones del Mercado de Valores en el Estado Plurinacional de Bolivia que deban ser reveladas (“Hechos Relevantes”) o se consideren fundamentales para el desarrollo o normal operación del Emisor.
- p. El Emisor no realizará distribuciones de dividendos o cualquier forma de pago de réditos o ingresos a favor de sus Accionistas si es que ocurre un Hecho Potencial de Incumplimiento o cuando exista un Hecho de Incumplimiento, mientras dure dicho Hecho Potencial de Incumplimiento o Hecho de Incumplimiento.
- q. El Emisor deberá depositar los fondos para el pago de capital e intereses de la respectiva Emisión en una cuenta corriente de acuerdo al cronograma de pagos de los Bonos establecido en el Prospecto Complementario de cada Emisión, en coordinación con el Agente Pagador. Transcurridos noventa (90) días calendario de la fecha señalada para el pago, el Emisor podrá retirar las cantidades depositadas que no hubiesen sido reclamadas o cobradas, quedando dichos montos a disposición del acreedor en la cuenta que para tal efecto designe el Emisor y el acreedor podrá exigir el pago del capital e intereses de los Bonos directamente al Emisor. De acuerdo a lo establecido en los Artículos 670 y 681 del Código de Comercio, las acciones para el cobro de intereses y para el cobro del capital de los Bonos, prescriben en cinco (5) años y diez (10) años respectivamente.

2.6.3 Compromisos Financieros

Durante la vigencia de las Emisiones del Programa, la Sociedad se obligaría a cumplir los siguientes compromisos financieros:

- Mantener un Ratio de Cobertura de Deuda (RCD) no inferior a uno coma cero cinco (1,05), entre la generación interna de fondos y el servicio de deuda.
- Mantener un Ratio Deuda a Patrimonio (RDP) que no podrá ser mayor a uno coma dos (1,2).

El Emisor remitirá al Representante de Tenedores, a ASFI y a la BBV dentro de un período de treinta (30) días calendario con posterioridad a la finalización de cada trimestre (marzo, junio, septiembre y diciembre) dentro del año fiscal correspondiente lo siguiente:

- a) Un cálculo del Ratio de Cobertura de Deuda;

b) Un cálculo de la Relación Deuda a Patrimonio;

Metodología de Cálculo de las Relaciones Financieras

Ratio de Cobertura de Deuda:

El Ratio de cobertura de deuda ("RCD") estará definido por la siguiente fórmula:

$$\text{RCD} = \frac{\text{EBITDA} + \text{Saldo de Efectivo}}{\text{Amortización de Capital} + \text{Intereses}}$$

Dónde:

EBITDA: Utilidad antes de impuestos³, más intereses (egresos financieros) devengados, más depreciación de los activos, más amortización de cargos diferidos, más otros cargos que no representan una salida de efectivo; correspondientes a los últimos cuatro trimestres anteriores a la fecha de cálculo.

Saldo de efectivo: Disponibilidades, más inversiones temporarias (todos estos saldos a la fecha de cálculo del RCD).

Amortizaciones de Capital: Amortizaciones de capital de la Deuda Financiera Neta a ser pagada dentro de los siguientes cuatro trimestres a la fecha de cálculo.

Intereses: Intereses a ser pagados por deudas financieras durante los siguientes cuatro trimestres a la fecha de cálculo.

Ratio Deuda a Patrimonio:

El Ratio Deuda a Patrimonio ("RDP") será calculado de la siguiente manera:

$$\text{RDP} = \frac{\text{Deuda Financiera Neta}}{\text{Patrimonio Neto}}$$

Dónde:

Deuda Financiera Neta: Obligaciones financieras con instituciones financieras, empresas vinculadas o relacionadas y Tenedores de Bonos emitidos por la Sociedad.

Patrimonio Neto: Activo menos Pasivo.

El cálculo del RCD y RDP se realizará de manera trimestral (con información al cierre de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre) por el Emisor, con los datos procedentes de los estados financieros.

Las partidas contables correspondientes a estos ratios estarán expresadas y detalladas claramente en las notas que acompañen a los Estados Financieros de la Sociedad.

Dichos Estados Financieros, conjuntamente con el cálculo del RDP y del RCD, serán enviados trimestralmente a ASFI, a la BBV y al Representante Común de los Tenedores de Bonos.

2.6.4 Modificaciones a restricciones, obligaciones y compromisos financieros

Las Restricciones, Obligaciones y Compromisos Financieros que no deriven de obligaciones comerciales o regulatorias determinadas por el Código de Comercio u otras normas vigentes, podrán ser modificadas conforme al punto 2.13 siguiente del presente Prospecto. Al efecto la o las asambleas de Tenedores que decidan sobre las modificaciones no podrán negar, retrasar ni condicionar dicho consentimiento de manera no razonable cuando dicha modificación sea necesaria para:

- a) el desarrollo del Emisor, y/o
- b) Pudiera resultar en un incremento en los ingresos del Emisor, y/o

³ El término "Impuestos" se refiere a impuesto a las utilidades u otros de naturaleza similar que se puedan establecer.

- c) Pudiera resultar en una disminución de los costos del Emisor y/o
- d) Dichas modificaciones se encuentren dentro de un marco de las prácticas comerciales sólidas de la actividad de distribución de energía eléctrica.

2.7 Hechos Potenciales de Incumplimiento y Hechos de Incumplimiento

Los siguientes Hechos o circunstancias se constituirían en Hechos Potenciales de Incumplimiento y Hechos de Incumplimiento para la Sociedad emisora, respecto al Programa y a las Emisiones comprendidas dentro de éste:

2.7.1 Definiciones

De manera previa al desarrollo del presente punto, se deben tomar en cuenta las definiciones que se detallan a continuación:

Hechos Potenciales de Incumplimiento: Significan todos aquellos hechos o acciones descritos en el punto 2.7.2 siguiente que implican un incumplimiento que infringen los compromisos asumidos por la Sociedad aplicables a cada una de las Emisiones comprendidas dentro del presente Programa y que de no ser corregidos durante el Período de Corrección se convierten en Hechos de Incumplimiento conforme a lo previsto en el punto 2.7.3 siguiente.

Notificación del Hecho Potencial de Incumplimiento: Significa la notificación que el Representante Común de Tenedores de Bonos, efectúe a la Sociedad por escrito en su domicilio legal, dentro del primer día hábil siguiente de conocido el hecho, dando cuenta de la existencia de un Hecho Potencial de Incumplimiento, momento a partir del cual correrá el Período de Corrección.

Período de Corrección: Significa el período con que la Sociedad cuenta a partir de la Notificación del Hecho Potencial de Incumplimiento para subsanar el Hecho Potencial de Incumplimiento. El Período de Corrección aplicable para cada Hecho Potencial de Incumplimiento será de noventa (90) días hábiles, prorrogables por decisión de la Asamblea General de Tenedores de Bonos de cada Emisión. Durante el Período de Corrección y su Prórroga, si hubiere, los Tenedores de Bonos, la Asamblea General de Tenedores de Bonos de cada Emisión y el Representante Común de Tenedores de Bonos no tendrán derecho a proseguir ninguna acción o recurso contra el emisor a causa del Hecho Potencial de Incumplimiento.

Hechos de Incumplimiento: Significan todos aquellos hechos o acciones descritos en el punto 2.7.3 siguiente que implican un incumplimiento a uno o más compromisos asumidos por la Sociedad aplicables a cada una de las Emisiones comprendidas dentro del presente Programa no sujetos a un Período de Corrección, así como todos aquellos Hechos Potenciales de Incumplimiento que no fueron objeto de corrección por parte de la Sociedad durante la vigencia del Período de Corrección y su prórroga, si hubiere.

Notificación del Hecho de Incumplimiento: Significa la notificación que el Representante Común de Tenedores de Bonos, efectúe a la Sociedad por escrito en su domicilio legal, dentro del primer día hábil siguiente de conocido el hecho, por lo cual, define y da cuenta de la existencia de la ocurrencia de uno o más Hechos de Incumplimiento.

2.7.2 Hechos Potenciales de Incumplimiento

Serán considerados Hechos Potenciales de Incumplimiento:

- a) Si el Emisor no cumpliera con las Restricciones, Obligaciones o Compromisos Financieros del presente Programa y las Emisiones que forman parte de éste.
- b) Si el Emisor no pagara cualquiera de sus deudas con cualquier acreedor en la medida que éstas se encuentren vencidas y sean exigibles o si el Emisor no cumpliera con cualquier contrato crediticio distinto de las Emisiones del presente Programa y dicha deuda y/o incumplimiento llegase a una sentencia final de cumplimiento obligatorio e inapelable emitida por un tribunal competente en favor de tal acreedor por un monto que exceda el 10% de la deuda total de la empresa, conforme a sus Estados Financieros y dicha obligación no fuese cumplida en un plazo de treinta (30) días calendario contados a partir de que la sentencia adquiriese calidad de cosa juzgada
- c) Si el Emisor, en caso de haber realizado nuevas emisiones constituyendo mejores garantías que para el presente Programa y las Emisiones que formen parte de este, no hubiera constituido garantías similares a

favor de los Tenedores de Bonos de las Emisiones comprendidas dentro del presente Programa, hasta mantener las mismas en igualdad de condiciones.

En caso de que ocurriese uno o más de los Hechos Potenciales de Incumplimiento, el Representante Común de Tenedores de Bonos deberá realizar la Notificación del Hecho Potencial de Incumplimiento al Emisor. A partir de la fecha de notificación con la Notificación del Hecho Potencial de Incumplimiento comenzará a correr el Periodo de Corrección.

2.7.3 Hechos de Incumplimiento

Sin perjuicio de lo descrito en el punto anterior y sin necesidad de previa aprobación de la Asamblea General de Tenedores de Bonos, cada uno de los hechos descritos a continuación constituirá un Hecho de Incumplimiento:

- a) Si la Sociedad no efectuara cualquier pago correspondiente al capital o intereses de los Bonos dentro de las Emisiones que forman parte del Programa, en las fechas de vencimiento.
- b) Si un Hecho Potencial de Incumplimiento no es corregido dentro del Periodo de Corrección respectivo y sus correspondientes ampliaciones, si hubieran, conforme lo establecido en el presente documento y la Asamblea General de Tenedores de Bonos declarara que dicho Hecho Potencial de Incumplimiento se ha convertido en un Hecho de Incumplimiento.
- c) Si una autoridad competente emitiera respecto al Emisor, con carácter de cosa juzgada un auto declarativo de quiebra o de estado de cesación de pagos o emitiera una resolución aprobando la apertura de un procedimiento de concurso preventivo que viabilice la celebración de un convenio con sus acreedores bajo la legislación boliviana o para la designación de un interventor, liquidador o cualquier otro cargo similar para la totalidad o una parte substancial de los activos del Emisor que hiciera necesaria la disolución de las operaciones comerciales del Emisor e impida la prosecución de las actividades comerciales de la Sociedad e implique que la Sociedad no efectuará los pagos correspondientes al capital o intereses de los Bonos dentro de las Emisiones que forman parte del Programa en las fechas de vencimiento.
- d) Si la instancia judicial competente probara que cualquier declaración efectuada por el Emisor en este Prospecto, en la Declaración Unilateral de Voluntad o en el Prospecto de Emisión (Marco y Complementarios) fuese falsa o incorrecta y el hecho, evento o circunstancia que hubiese dado lugar a tal declaración incorrecta hubiese resultado en un efecto fundamental adverso para el Emisor o los Tenedores de Bonos y los Tenedores de Bonos hubieran confiado en dicha declaración en detrimento suyo.
- e) Que cualquier licencia, permiso o aprobación gubernamental fundamental e indispensable para la normal operación del Emisor fuese revocado o cancelado, una vez culminadas todas las etapas legales correspondientes dentro de un proceso legalmente instaurado ante Tribunal competente.

En caso de que ocurriese un Hecho de Incumplimiento, el Representante Común de Tenedores de Bonos deberá realizar la Notificación del Hecho de Incumplimiento al Emisor.

2.8 Caso Fortuito, Fuerza Mayor

Los siguientes factores constituyen caso fortuito y fuerza mayor y los efectos que los mismos tendrían dentro del presente Programa y las obligaciones que asume la Sociedad:

- a) La Sociedad no será considerada responsable, ni estará sujeta a la aplicación de los Hechos Potenciales de Incumplimiento o Hechos de Incumplimiento, cuando dicho Incumplimiento o Hecho Potencial de Incumplimiento sea motivado por caso fortuito o fuerza mayor.
- b) Se entenderá por Caso Fortuito, a la acción de las fuerzas de la naturaleza que no hayan podido preverse, o que previstas no hayan podido ser evitadas, tales como pero sin limitarse, catástrofes, derrumbes, inundaciones, terremotos, epidemias, quedando comprendidas también las fallas graves e intempestivas de las instalaciones eléctricas del Emisor o de instalaciones de generación, transmisión, distribución y/u operación de otros agentes, y en general todo acto, hecho o condición que produce eventos no previstos o imposibles de prever por la Sociedad, o que previstos no son razonablemente posibles de controlar, no imputables a la Sociedad, que tengan directa incidencia o impidan que el Emisor desarrolle normalmente sus

operaciones y/o cumpla con los términos del Programa y las emisiones que lo compongan y que no hayan sido causadas por negligencia o mala fe debidamente comprobadas del Emisor.

- c) Se entenderá por Fuerza Mayor a la acción de un tercero al que razonablemente no se pueda resistir, incluyendo en este caso actos atribuibles a terceros, ataques físicos, rebelión, huelgas de empleados de la sociedad o de cualquier tercero ajeno a la Sociedad, conmoción civil, actos de cualquiera de los poderes del Estado o de sus autoridades, instancias o entes, sean estos nacionales, departamentales, municipales, autárquicos, autónomos, descentralizados o cualquier otro, que impidan a la Sociedad llevar a cabo sus operaciones, y en general todo acto, hecho o condición que produce eventos no previstos o imposibles de prever por la Sociedad, o que previstos no son razonablemente posibles de controlar, no imputables a la Sociedad, que tengan directa incidencia o impidan que el Emisor desarrolle normalmente sus operaciones y/o cumpla con los términos del Programa y las emisiones que lo componen.

Sin perjuicio de lo anterior el Emisor realizará todos los esfuerzos razonables para superar los efectos de cualquier hecho generador de Fuerza Mayor y/o Caso Fortuito.

El Emisor deberá notificar por escrito al Representante Común de Tenedores de Bonos a la brevedad posible dentro del término de veinticuatro (24) horas de conocido el hecho generador de Caso Fortuito y/o Fuerza Mayor, informando sobre las medidas adoptadas para superarlo y entregando las evidencias que considere necesarias a fin de constatar la existencia de dicho hecho generador. En caso de no hacerlo se entenderá que renuncia a invocar la Fuerza Mayor y/o Caso Fortuito, salvo por Fuerza Mayor y/o Caso Fortuito que evite la notificación.

Al cesar el hecho de Fuerza Mayor y/o Caso Fortuito, las obligaciones del Emisor contraídas bajo el presente Programa volverán a tener plena vigencia sin que exista derecho a favor de los Tenedores de Bonos a exigir prestaciones o reclamar indemnizaciones por el período de inactividad incurrido.

2.9 Aceleración de Plazos

Con sujeción a las estipulaciones del Programa y las Emisiones que lo componen, si ocurriese uno o más de los Hechos de Incumplimiento, con sujeción a las estipulaciones que anteceden, los Tenedores de Bonos de las Emisiones dentro del Programa podrán dar por vencidos sus valores (Bonos) y declarar la aceleración de los plazos de vencimiento del capital y los intereses pendientes de pago. El capital y los intereses pendientes de pago vencerán inmediatamente y serán exigibles, sin necesidad de citación o requerimiento, salvo que dicha citación o requerimiento fuese exigida por alguna Ley aplicable.

2.10 Protección de Derechos

La omisión o demora en el ejercicio de cualquier derecho, facultad o recurso reconocido a los Representantes de Tenedores o a las Asambleas Generales de Tenedores respecto a cualquier incumplimiento a las condiciones establecidas en este prospecto, o a un Hecho Potencial de Incumplimiento o Hecho de Incumplimiento, no significará la renuncia a dicho derecho, facultad o recurso ni tampoco se interpretará como un consentimiento o renuncia a las obligaciones de la Sociedad.

Con posterioridad a un Hecho de Incumplimiento, en la medida permitida por las leyes bolivianas, el Representante de Tenedores podrá cobrar al Emisor por los gastos razonables incurridos en el cobro de los montos pendientes de pago de los Bonos.

2.11 Tribunales Competentes

Para que la Sociedad sea requerida judicialmente de pago, son competentes los Tribunales de Justicia del Estado Plurinacional de Bolivia llamados por Ley.

2.12 Arbitraje

Se utilizará el arbitraje para resolver cualquier disputa surgida entre la Sociedad, los Tenedores de Bonos y el o los Representantes Comunes de los Tenedores de Bonos.

- a) Toda controversia, divergencia, reclamo y desacuerdo (una “Controversia”) entre la Sociedad y el o los Representantes Comunes de los Tenedores de Bonos y/o entre la Sociedad y los Tenedores de Bonos respecto del presente Programa y las Emisiones dentro de éste o resultante de los mismos o de la interpretación de los

términos y condiciones de cada Emisión o de su cumplimiento, validez, ejecutabilidad o terminación, que no pudiera ser resuelta amigablemente en un periodo de quince (15) días hábiles mediante negociación directa entre partes, a partir de la fecha de notificación de una de ellas a la otra u otras conforme al inciso b) siguiente, será resuelta en forma definitiva mediante arbitraje de derecho, con sujeción a las leyes del Estado Plurinacional de Bolivia, administrado por la Cámara de Comercio Internacional de Paris (CCI) de conformidad con su Reglamento de Arbitraje.

- b) En caso de que uno o más de los Tenedores de Bonos o el o los Representantes Comunes de los Tenedores de Bonos o el Emisor, arguyera que existe una Controversia, el mismo notificará a la otra(s) parte(s) especificando la naturaleza y alcance de la misma (la “Notificación de Controversia”). Los representantes designados por cada una de las partes en conflicto se reunirán tan pronto como sea posible en la ciudad de La Paz, Estado Plurinacional de Bolivia, en la oficina que determine el Emisor, para llegar a un acuerdo. Las partes en conflicto tratarán de resolverla en buena fe. Mientras se esté discutiendo, cada una de las partes seguirá cumpliendo de buena fe sus respectivas obligaciones establecidas en los documentos que respaldan el presente Programa y las Emisiones dentro de éste y las leyes del Estado Plurinacional de Bolivia.
- c) En caso de que una Controversia no pudiera resolverse después de un período de tiempo razonable, pero no más de quince (15) días hábiles con posterioridad a la Notificación de la Controversia, la Controversia será resuelta mediante Arbitraje de derecho conforme a esta cláusula.
- d) Se establece que el tribunal arbitral esté integrado por tres (3) árbitros independientes, de cualquier nacionalidad, escogidos de acuerdo al Reglamento de Arbitraje de la CCI, dos de los cuales serán designados uno por cada parte y el tercero será designado por la CCI de acuerdo con sus normas reglamentarias. Si la controversia involucrara a más de dos partes, los tres árbitros serán escogidos necesariamente por la CCI conforme a su Reglamento. El arbitraje se realizará en la ciudad de La Paz, Estado Plurinacional de Bolivia y en Idioma Español.
- e) Toda Controversia será notificada por la CCI a todas las demás partes que no estuvieran involucradas en la misma, a tiempo de presentarse la solicitud de arbitraje ante la misma. Cada parte no involucrada tendrá el derecho de participar en el proceso como parte con todos los derechos y obligaciones inherentes a esta condición, conforme al Reglamento de Arbitraje de la CCI. Todas las demandas serán procesadas simultáneamente y resueltas por el Tribunal Arbitral en un solo Laudo.
- f) Pronunciado el laudo arbitral, el mismo será definitivo y obligatorio y no procederá ningún recurso de apelación, renunciando las partes a recurrir a la vía judicial ordinaria, salvo a los fines de ejecución del laudo y para obtener auxilio judicial en el proceso conforme a la norma reglamentaria o legal aplicable. Procederán sin embargo, los recursos de aclaración y de anulación o en su caso, compulsa en forma y plazos establecidos por la ley aplicable.
- g) Los gastos y costos del arbitraje, incluyendo honorarios razonables de asesores legales y los aplicables a su administración, serán asumidos por la parte o partes perdedoras y serán fijados por el Tribunal Arbitral. Se excluye expresamente del sometimiento a arbitraje cualquier asunto relativo a Hechos de Incumplimiento, salvo cuando el Hecho de Incumplimiento se genere por Caso Fortuito y/o Fuerza Mayor invocado por el Emisor con sujeción a lo previsto en el punto 2.8anterior y existiera controversia en cuanto al hecho generador del Caso Fortuito y/o Fuerza Mayor.

2.13 Modificación a las Condiciones y Características de las Emisiones que conforman parte del Programa

La Sociedad tendrá la facultad de modificar las condiciones y características generales y comunes de las emisiones comprendidas dentro del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, previa aprobación del 67% (sesenta y siete por ciento) de los votos de Tenedores de Bonos de cada Emisión que conforme el Programa de Emisiones, reunidos en Asamblea General de Tenedores de Bonos de la respectiva Emisión conforme lo definido en el punto 2.4anterior. En caso de que la Asamblea de una emisión no apruebe la modificación propuesta, el cambio no será posible de realizar.

Asimismo, la Sociedad tendrá la facultad de modificar las condiciones específicas y particulares de cada una de las emisiones comprendidas dentro del Programa de Emisiones de Bonos ELFEOSA I, previa aprobación del 67% (sesenta y siete por ciento) de los votos de Tenedores de Bonos de esa Emisión, reunidos en Asamblea General de Tenedores de Bonos de la respectiva Emisión conforme lo definido en el punto 2.4anterior.

2.14 Redención de los Bonos, pago de intereses, relaciones con los Tenedores de Bonos y cumplimiento de otras obligaciones inherentes al Programa y sus Emisiones:

Observando las leyes y normas aplicables, el Gerente General, el Gerente, el Superintendente Administrativo y las Apoderadas de la Sociedad, actuando necesariamente el Gerente General o el Gerente de forma conjunta con el Superintendente de Administración y Finanzas o con cualquiera de las Apoderadas de la Sociedad, efectúen todos los actos necesarios, sin limitación alguna, para llevar a buen término la redención de los Bonos dentro del Programa y el pago de intereses a los Tenedores de Bonos, sostener y llevar a buen fin las relaciones con los Tenedores de Bonos y su Representante de Tenedores, y cumplir con otras obligaciones inherentes al Programa y a las Emisiones que formen parte de éste.

2.15 Declaración Unilateral de Voluntad

En cumplimiento al Artículo 650 del Código de Comercio, la creación de los valores que representan los Bonos debe efectuarse por una Declaración Unilateral de Voluntad para cada Emisión dentro del Programa. Esta Declaración Unilateral de Voluntad por cada Emisión dentro del Programa, deberá contener la voluntad de la Sociedad para emitir los Bonos y obligarse a la redención de los mismos, al pago de los intereses, constituir las garantías de ser el caso y obligar a la Sociedad a aplicar los fondos obtenidos en cada Emisión que forme parte del Programa de acuerdo al destino aprobado.

Se encomendó al Gerente General, al Gerente, al Superintendente Administrativo y a las Apoderadas de la Sociedad, para que actuando necesariamente el Gerente General o el Gerente de forma conjunta con el Superintendente Administrativo o con cualquiera de las Apoderadas de la Sociedad, suscriban a nombre del Emisor el documento que contenga la Declaración Unilateral de Voluntad, así como cualquier enmienda o aclaración a la misma, cuidando que ella cumpla con las normas legales aplicables.

2.16 Tratamiento Tributario

De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 29 y el artículo 35 de la Ley 2064 “Ley de Reactivación económica” de fecha 3 de abril de 2000, el tratamiento tributario de cada Emisión dentro del presente Programa de Emisiones es el siguiente:

- Toda ganancia de capital producto de la valuación de Bonos a precios de mercado, o producto de su venta definitiva están exentas de todo pago de impuestos.
- El pago de intereses de los bonos cuyo plazo de emisión sea mayor a un mil ochenta días (1.080) calendario estará exento del pago del RC - IVA.

Todos los demás impuestos se aplican conforme a las disposiciones legales que los regulan.

	Ingresos Naturales	Personas Jurídicas	Ingresos Personales	Beneficiarios del Exterior
	RC – IVA 13%	IUE 25%	Personas	IUE – BE 12,5%
Rendimiento de valores menores a 3 años	No exento	No exento		No exento
Rendimiento de valores igual o mayor a 3 años	Exento	No exento		No exento
Ganancias de capital	Exento	Exento		Exento

2.17 Frecuencia y formato de la información financiera y otros, a presentar a los Tenedores de Bonos

Se proporcionará a los Tenedores de Bonos a través del Representante de Tenedores, la misma información que se encuentra obligada a presentar a ASFI y a la BBV u otras bolsas, en los tiempos y plazos establecidos en la normativa vigente.

2.18 Posibilidad de que las Emisiones que forman parte del presente Programa de Emisiones sean afectadas o limitadas por otro tipo de Valores

Al momento, las Emisiones que forman parte del presente Programa, no se encuentran afectadas o limitadas por otro tipo de valores u obligaciones vigentes. A la fecha, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. no cuenta con emisiones vigentes en el mercado de valores.

Las obligaciones financieras de la Sociedad se encuentran detalladas en el punto 7.17. del presente Prospecto Marco.



2.19 Frecuencia y forma en que se comunicarán los pagos a los Tenedores de Bonos con indicación del o de los medios de prensa de circulación nacional a utilizar

Los Pagos de intereses y amortizaciones de capital, serán comunicados a los Tenedores de Bonos a través de avisos en un órgano de prensa o periódico de circulación nacional, según se vea por conveniente, con al menos un día de anticipación a la fecha establecida para el pago.



3 RAZONES Y DESTINO DE LOS RECURSOS RECAUDADOS DE LAS EMISIONES COMPRENDIDAS DENTRO DEL PROGRAMA DE EMISIONES

3.1 Razones del Programa de Emisiones

La EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A., con el objeto de obtener una fuente alternativa de financiamiento, ha decidido realizar un Programa de Emisiones de Bonos.

3.2 Destino de los Recursos Recaudados

Los recursos monetarios obtenidos con la colocación de los Bonos que componen las diferentes Emisiones del Programa serán utilizados de acuerdo a lo siguiente:

- recambio de pasivos y/o
- capital de operaciones y/o
- una combinación de los dos anteriores

Para cada una de las Emisiones dentro del Programa se establecerá el destino específico de los fondos y el plazo de utilización, lo que será determinado de conformidad a lo mencionado en el punto 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

Además, conforme al Artículo 104 inciso a) del Reglamento de Registro de Mercado de Valores (Resolución Administrativa No. 756), la Sociedad enviará un detalle del uso de los fondos provenientes de las Emisiones incluidas en el Programa dentro de los diez (10) días calendario siguientes al cumplimiento de cada trimestre de su utilización, a ASFI, a la BBV y al Representante de Tenedores de Bonos.

4 FACTORES DE RIESGO

4.1 Riesgos Relacionados con el Marco Regulatorio

Los factores relacionados a las modificaciones al Marco Regulatorio, podrían causar incertidumbre en la normativa actual, en la cual la Empresa desarrolla sus actividades.

A partir de la promulgación de la Constitución Política del Estado y los Decretos Supremos, 29635 que aprueba el programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”, el D.S. 29644 que define la Naturaleza Jurídica de ENDE, el D.S. 29894 de Organización del Órgano Ejecutivo, el D.S. 071 que dispone la eliminación de la Superintendencias General y Sectoriales y la creación de las Autoridades de Fiscalización y Control Social y el Decreto Supremo N° 0726 emitido por el Órgano Ejecutivo y mediante el cual se establece que las concesiones mineras, de recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y servicios básicos se adecuan al ordenamiento constitucional vigente respetando los derechos adquiridos por las empresas, se han generado reformas importantes en el entorno normativo y regulatorio.

El D.S. 071 dispone la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) que reemplaza a la Superintendencia de Electricidad que contaba con autonomía de gestión, otorgada por la Ley de Electricidad 1604. Este cambio puede incrementar el riesgo regulatorio debido a que la AE se encuentra supeditada al Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Adicionalmente, los riesgos relacionados con el cambio de la normativa del sector eléctrico, están atenuados por la garantía constitucional establecida en la Disposición Transitoria Octava de la Constitución Política del Estado, que para las concesiones sobre electricidad expresamente establece el reconocimiento de los derechos adquiridos, aspecto que ha sido ratificado por el Decreto Supremo N° 0726 .

4.2 Riesgo Operacional

4.2.1 Riesgo Operativo

En el largo plazo, la oferta está determinada por la construcción de nuevas unidades de generación y/o líneas de transmisión y disponibilidad de hidroenergía (dependiente de comportamientos climáticos). De acuerdo con información del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el incremento de capacidad de generación, en el año 2012, en el SIN, será aproximadamente de 192 MW por la implementación de los siguientes proyectos: Guaracachi 80 MW (ciclo combinado), Valle Hermoso 40 MW, Kenko 20 MW iniciales y posteriormente 32 MW y Trinidad 20 MW, aspecto que se considera permitirá mejorar la seguridad de la operación del sistema. Adicionalmente, el Comité Nacional de Despacho de Carga ha informado que se tiene prevista, para la gestión 2014, la construcción de la línea Santivañez – La Cumbre, que mejorará las condiciones de transporte al área occidental.

4.2.2 Riesgo de Accidentes Laborales

Refiere a accidentes laborales que podrían producirse en las actividades de operación y mantenimiento de las redes eléctricas de distribución. Sin embargo, la aplicación de políticas y medidas de seguridad han minimizado este riesgo de forma considerable.

4.2.3 Riesgo Accidentes de Terceros

Refiere a riesgos producidos por la inobservancia de medidas y distancias de seguridad a las instalaciones eléctricas, de personas ajenas a la empresa. Existen campañas de educación constantes para evitar este tipo de riesgos.

4.2.4 Riesgo de Siniestro en Instalaciones Propias

Producto de factores climatológicos, desastres naturales y otros que pudieran causar daño a las instalaciones eléctricas.

4.3 Riesgo de Mercado

4.3.1 Ingreso de Nuevos Competidores

La actividad que desarrolla la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., constituye un Monopolio Natural, aspecto por el cual no existe el riesgo del ingreso de nuevos competidores.

4.3.2 Variaciones de Demanda

En cuanto a los riesgos de mercado identificables está la posibilidad de que se produzcan variaciones de la demanda de los clientes de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. Sin embargo, este riesgo se encuentra minimizado por la previsión existente en el Artículo 52 de la Ley de Electricidad, que prevé que en caso de existir variaciones significativas de las ventas de electricidad con respecto a las aprobadas en el último estudio tarifario se podrá efectuar una revisión extraordinaria de tarifas. Esta previsión permite el ajuste vía tarifa de desviaciones significativas de las ventas de energía, restableciendo el nivel de ingresos requerido para la empresa, aspecto por el cual se minimiza el riesgo de mercado.

4.4 Riesgo relacionado con el comportamiento de variables macroeconómicas

4.4.1 Producto Interno Bruto (PIB)

Las variaciones del PIB normalmente se reflejan en disminuciones de la demanda de Energía Eléctrica, aspecto que como se explicó en el punto referido a los riesgos de mercado está minimizado.

4.4.2 Riesgo Inflacionario y Riesgo Cambiario

De acuerdo con el Artículo 51 de la Ley de Electricidad las tarifas de distribución tienen un componente denominado fórmula de indexación, la cual se encuentra definida en el Decreto Supremo No. 29598. Este componente permite el ajuste de las variaciones de los costos de la empresa y se calcula en función a la inflación y la variación del tipo de cambio. Es decir que las tarifas aprobadas para la Empresa de Luz y Fuerza eléctrica de Oruro S.A. son ajustadas de forma mensual por las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (Inflación) y por las variaciones del Tipo de Cambio, minimizando los riesgos por inflación y riesgo cambiario.

4.5 Riesgo de Tasa de Interés

Relacionado con la variación de tasas en el mercado financiero y de capitales. Al ser básicamente un riesgo sistemático y no existir posibilidades de Hedging en el mercado local, lo que se busca es mantenerse en el promedio de tasas que serán reconocidas por el ente regulador.

5 DESCRIPCIÓN DE LA OFERTA Y DEL PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN

5.1 Tipo de Oferta

La colocación de los valores se la realizará a través de Oferta pública Bursátil o extrabursátil, a través de la BBV, o en otras bolsas, de acuerdo a la Delegación de Definiciones, establecidas en el numeral 2.2 anterior.

5.2 Procedimiento de Colocación Primaria

El procedimiento de Colocación primaria será determinado para cada Emisión dentro del Programa de conformidad a lo establecido en el numeral 2.2 anterior, referido a Delegación de Definiciones.

5.3 Mecanismo de Negociación

Mercado primario y secundario, tanto extrabursátil como bursátil, de acuerdo a la Delegación de Definiciones, establecidas en el numeral 2.2 anterior.

5.4 Plazo de colocación Primaria de cada Emisión dentro del Programa

El Plazo de Colocación primaria de cada Emisión dentro del Programa será de ciento ochenta (180) días calendario, computables a partir de la fecha de emisión.

5.5 Agencia de Bolsa Estructuradora y Colocadora

La agencia estructuradora y colocadora designada es: BNB Valores S.A.

BNB VALORES S.A. AGENCIA DE BOLSA

REGISTRO No. SPVS-IV-AB-NVA-005/2002

Av. Camacho esq. C. Colón No. 1312.

Piso 2

La Paz – Bolivia

5.6 Agente Pagador

El Agente Pagador designado es BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa.

5.7 Lugar de pago de capital e intereses

El pago de capital e intereses, se realizará en las oficinas del Agente Pagador BNB Valores S.A., Agencia de Bolsa y a través de los servicios de esta Agencia de Bolsa, en las siguientes direcciones:

La Paz: Av. Camacho esq. c. Colón N° 1312, piso 2.

Cochabamba: Calle Nataniel Aguirre N° E-198, esq. Jordán

Santa Cruz: Calle René Moreno N° 258

Sucre: Plaza 25 de mayo N° 59, esq. Aniceto Arce

Oruro: Calle La Plata No. 6160

5.8 Precio de colocación

Cada una de las Emisiones comprendidas dentro del Programa de Emisiones será colocada mínimamente a la par del valor nominal.

5.9 Forma de pago en colocación primaria de cada emisión dentro del Programa

El pago proveniente de la colocación primaria de los Bonos de cada Emisión dentro del Programa de Emisiones se efectuará en efectivo.

5.10 Medios de difusión masiva por los cuales se darán a conocer las principales condiciones de la oferta

El emisor comunicará en un medio de circulación nacional la oferta Pública de la Emisión y sus condiciones.

5.11 Destinatarios a los que va dirigida la oferta pública Primaria

La oferta será dirigida a personas naturales y personas jurídicas.

5.12 Bolsa de Valores donde se transarán los Valores

Los valores fruto de cada emisión dentro del Programa serán transados en la Bolsa Boliviana de Valores S.A. ubicada en la Calle Montevideo No. 142 La Paz – Bolivia, o en otras bolsas de acuerdo a la Delegación de Definiciones establecidas en el punto 2.2 anterior.

5.13 Modalidad de Colocación

La modalidad de Colocación será: A mejor esfuerzo

5.14 Relación entre el Emisor y la Agencia de Bolsa

Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. como emisor y BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa como agente estructurador, colocador y pagador, mantienen únicamente una relación contractual para efectos de la colocación y estructuración del presente Programa de Emisiones y las Emisiones que lo conforman. No existe relación contractual relacionada entre los negocios y/o sus principales ejecutivos.

5.15 Casos en que la oferta quedará sin efecto

La Oferta Pública quedará sin efecto en los siguientes casos:

1. Que las Emisiones comprendidas dentro del presente Programa no sean colocadas dentro del plazo de colocación primaria y sus prórrogas si corresponde.
2. En caso de que la oferta pública sea cancelada por el ente regulador.
3. En caso que el emisor decida suspender la colocación antes de la finalización del período de colocación y sus prórrogas, cuando corresponda.

5.16 Frecuencia y forma en que se comunicarán los pagos a los Tenedores de Bonos con indicación del o de los medios de prensa de circulación nacional a utilizar

Los Pagos de intereses y amortizaciones de capital, serán comunicados a los Tenedores de Bonos a través de avisos en un órgano de prensa o periódico de circulación nacional, según se vea por conveniente, con al menos un día de anticipación a la fecha establecida para el pago.

5.17 Información respecto al contrato de colocación

A continuación se detalla información general respecto al contrato de colocación bajo la modalidad “a mejor esfuerzo”:

- **Estructurador y Colocador:**
 - BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa.
- **Oferente:**
 - Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.
- **Modalidad de Colocación:**
 - “A mejor esfuerzo”
- **Obligaciones de las partes contratantes:**
 - ELFEOSA se obliga a lo siguiente:
 - a) Entregar a BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa toda la información necesaria para el logro de sus labores y que, a dicho efecto, le sea requerida por la Agencia.
 - b) Enviar toda la información al Registro del Mercado de Valores de ASFI, a la BBV y a la EDV.



- c) Pagar todas las tasas, comisiones y cualquier otro que así disponga la normativa vigente de ASFI, BBV y EDV.
- d) Las demás establecidas en el contrato.
- o BNB Valores S.A. Agencia de Bolsa se obliga a lo siguiente:
 - a) Asesorar a ELFEOSA de acuerdo con el mejor criterio profesional aplicable en la práctica a los servicios contratados.
 - b) La colocación de todas las emisiones que formen parte del Programa de Emisiones bajo la modalidad “a mejor esfuerzo”
 - c) Las demás establecidas en el contrato.



6 DATOS GENERALES DEL EMISOR– EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A.

6.1 Identificación Básica del Emisor

Nombre o Razón Social:	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.
Rótulo Comercial	ELFEO S.A.
Objeto de la Sociedad:	La sociedad tiene por objeto la realización de todos los negocios relativos a la provisión y suministro de Luz y Fuerza Eléctrica, compra y venta de mercancías y materiales del ramo, importación y exportación de materiales de electricidad y en general de todas las transacciones y servicios inherentes a la índole del negocio.
Giro del Negocio	Distribución y comercialización de Energía Eléctrica
Domicilio Legal:	Calle Catacora y 12 de Octubre s/n, Oruro – Bolivia.
Teléfono:	591 2 5252233 - 591 2 5113279
Fax:	591 25113434
Página Web:	www.elfeosa.info
Correo electrónico:	jcastro@elfeosa.com.bo
Representantes Legales:	Mauricio Rodolfo Valdez Cárdenas Carlos Ramiro Dulón Perez Victor Jorge Castro Gonzales Ana María Arze Arce Heidy Ortiz de Mercado Según el Testimonio Poder N° 395/2009. Fecha del Testimonio: 31 de agosto de 2009.
Número de Identificación Tributaria:	1009769021
C.I.I.U. N°:	40410
Casilla de correo:	53
No. de Matrícula del Registro de Comercio administrado por FUNDEMPRESA:	00012842
Capital Autorizado:	Bs45.995.400 (Son: Cuarenta y Cinco Millones Novecientos Noventa y Cinco Mil Cuatrocientos 00/100 Bolivianos)
Capital Suscrito y Pagado:	Bs22.997.700 (Son: Veintidós Millones Novecientos Noventa y Siete Mil Setecientos 00/100 Bolivianos)
Número de Acciones en que se divide el Capital Pagado:	229.977 acciones
Valor Nominal de Cada Acción:	Bs. 100 (Cien 00/100 Bolivianos)
Series:	Única
Clase:	Todas son Acciones Ordinarias
Número de Registro y fecha de inscripción en el RMV de ASFI:	Registro No. SPVS-IV-EM-EEO-029/2000

6.2 Documentos Constitutivos y sus modificaciones

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., fue constituida mediante Escritura Pública N° 63 de fecha 24 de Enero de 1921, protocolizada ante la Notaría de Fe Pública N° 006, del Distrito Judicial de Oruro, a cargo del Dr. Leopoldo S. Egido L. con un Capital Social suscrito y pagado de 650.000 Bolivianos representados por 6.500 acciones con un valor nominal de 100 Bolivianos cada una.

Las modificaciones a la Escritura de Constitución y al Estatuto de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. se efectuaron de la siguiente forma:

- En fecha 27 de Noviembre de 1978 mediante Testimonio No. 461/78, la Sociedad efectuó la adecuación al nuevo Código de Comercio para la convalidación y redondeo de la cuenta capital teniéndose un capital autorizado de \$b 6.000.000, con un Capital Suscrito y Pagado de \$b 3.310.800 con un valor nominal por acción de \$b 100. Notar que hasta el 29 de agosto de 1985 la moneda de curso legal en Bolivia era el Peso Boliviano (\$b)
- En fecha 29 de Septiembre de 1980 mediante Testimonio No. 445/1980, la Sociedad decidió aumentar el capital suscrito y pagado en \$b.64.200 de manera que el nuevo capital suscrito y pagado asciende a \$b. 3.375.000 dividido en 33.750 acciones cada una de ellas de \$b. 100. Notar que hasta el 29 de agosto de 1985 la moneda de curso legal en Bolivia era el Peso Boliviano (\$b)
- El 13 de Junio de 1997 mediante Testimonio No. 196/97 se modificó los estatutos de la sociedad autorizándose un capital de B. 675.000 divididos en 6.750 acciones de un valor nominal de Bs. 100 cada una.
- El 19 de Diciembre de 1997 mediante protocolo No. 927/97 se determinó el aumento del Capital Pagado de la sociedad a Bs. 22.998.068 y el Capital Autorizado a Bs. 45.996.000.
- El 17 de Junio de 1988 mediante Testimonio No. 105/1988 se determinó que el capital suscrito y pagado de la Sociedad corresponde a la suma de Bs. 337.500 y el capital autorizado a Bs. 600.000 y que el capital suscrito y pagado se divide en 33.750 acciones de un valor de Bs. 10 cada una.
- En fecha 7 de Octubre de 1999 mediante Testimonio No. 1192/99 se fija el Capital Pagado en Bs. 22.997.700 y se fija el Capital Autorizado en Bs. 45.995.400 dividido en 229.977 acciones con un valor nominal de Bs. 100.
- En fecha 18 de Septiembre de 2000 mediante Testimonio 895/2000 se resolvió la reforma del Artículo 40 de los Estatutos del giro social quedando de la siguiente manera “Art. 40.- En la misma Junta de Accionistas en que se designen los Directores titulares, también se designarán a un Director Suplente por cada Director Titular designado”
- En fecha 19 de Diciembre de 2006, mediante Testimonio No. 671/2006 se resolvió modificar parcialmente los Estatutos de la Sociedad en su artículo 44 quedando redactado de la siguiente manera “Artículo 44.- El Directorio se reunirá ordinariamente en forma obligatoria por lo menos una vez cada cuatro meses, sin perjuicio de hacerlo extraordinariamente cuando fuere necesario, a convocatoria de su Presidente o, para las extraordinarias, cuando lo soliciten por lo menos un tercio de los directores, para examinar los problemas relativos a la marcha de la sociedad y adoptar los acuerdos más convenientes, sin perjuicio de las facultades de delegación en los correspondientes funcionarios y apoderados de nivel ejecutivo. A los fines anteriores, los directores, y en su caso el Síndico, podrán participar de las reuniones de Directorio a través de video conferencias, conferencias telefónicas, o cualquier otro tipo de comunicación análoga, que permita su presencia sin interrupciones en la reunión y consiguiente participación efectiva con pleno conocimiento de los asuntos a tratar para fines de votación y con plenas facultades deliberativas y consultivas, siempre y cuando se evidencie por el Acta de la reunión que todos los Directores participantes, y en su caso el Síndico, estuvieron en condiciones de seguir y ser parte de las deliberaciones y discusiones producidas en la misma sin limitaciones ni interrupciones, pudiendo ejercer en forma plena sus facultades de voz y voto. El quórum se formará con la presencia, en sal y/o en la forma permitida anteriormente, de la mayoría absoluta de sus miembros. Las convocatorias a reuniones de Directorio se realizarán por escrito con una anticipación de por lo menos 72 horas, mencionando el orden del día y el lugar de la reunión, pudiendo reunirse el directorio en el Domicilio de la sociedad o en cualquier otro lugar de Bolivia o del exterior del país que así lo establezca la convocatoria, siempre que el lugar señalado fuera asequible a los directores dentro el plazo de la convocatoria”

6.3 Composición Accionaria

La nómina de accionistas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012 es la siguiente:

Cuadro No. 4 Accionistas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

ACCIONISTA	CAPITAL SOCIAL (En Bs)	NUMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACION ACCIONARIA
Iberbolivia de Inversiones S.A.	21,351,100	213,511	92.84%
Honorable Alcaldía Municipal de Oruro S.A.	919,900	9,199	4.00%
José Luis Muñoz Alcocer	460,000	4,600	2.00%
Cámara Nacional de Industrias	230,000	2,300	1.00%
Agustín Villegas	36,700	367	0.16%
TOTAL	22,997,700	229,977	100.00%

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

6.4 Empresas Vinculadas

En cuanto a la vinculación con otras empresas, la empresa Iberbolivia de Inversiones S.A, es Accionista principal de las empresas Electricidad de La Paz S.A., Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., Compañía Administradora de Empresas Bolivia (CADEB) y la Empresa de Servicios S.A. (EDESER).

La composición Accionaria de Iberbolivia de Inversiones es la siguiente:

Cuadro No. 5 Composición Accionaria de IBERBOLIVIA DE INVERSIONES

Accionista	N° Acciones	Participación
Iberdrola de Inversiones S.A.	3,312,455	63.39822%
Paz Holding Ltd.	1,912,383	36.60176%
Mauricio Valdez Cárdenas	1	0.00002%
Total	5,224,839	100,00%

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., cuenta con dos empresas relacionadas en cuanto a la prestación de servicios: la Compañía Administradora de Empresas Bolivia S.A. (CADEB) y la Empresa de Servicios S.A. (EDESER)

CADEB es un conglomerado de varias unidades de negocios, cada unidad se encarga de producir y comercializar sus servicios y productos.

Las unidades de negocio son:

- **Industrial:** Producción de postes de concreto prensado y centrifugado para redes eléctricas y telefónicas.
- **Informática:** Servicios de desarrollo y mantenimiento de software, operación y explotación de sistemas, mantenimiento de equipos de computación, mensajería electrónica, Internet e Impresión masiva de facturas.
- **Talleres y Servicios:** Servicios de mantenimiento automotor, metal mecánica y fabricación de equipos.
- **Inmobiliaria:** Arrendamiento de inmuebles.
- **Call Center:** Gestión y atención de reclamos de clientes.
- **Tecnología de la Información:** Desarrollo, implementación y mantenimiento de Sistemas de Información Geográfica, administración, catastro, comercialización de estos productos y servicios y nuevos emprendimientos.

EDESER con amplia experiencia en el mercado de servicios eléctricos, dispone del equipamiento propio necesario para dar servicio en:

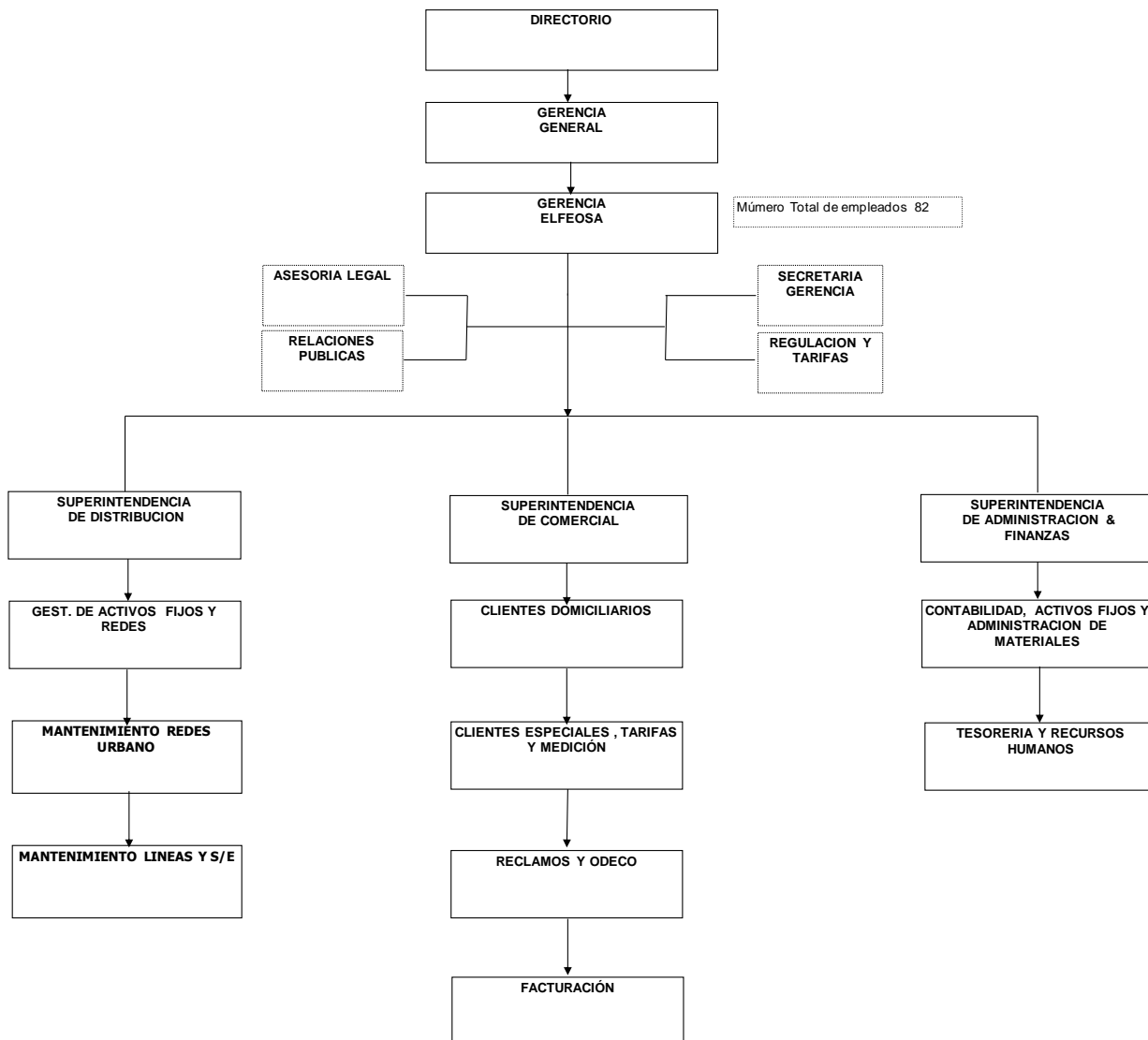


- Construcción y mantenimiento de líneas de transmisión.
- Construcción y mantenimiento de redes eléctricas aéreas y subterráneas.
- Montaje y mantenimiento de subestaciones.
- Trabajos en línea energizada de media y baja tensión.
- Montaje de transformadores y celdas de protección, cables y equipo de medición y control.
- Tratamiento de aceite dieléctrico en transformadores.
- Instalación de acometidas y medidores eléctricos.
- Montaje y mantenimiento de instalaciones industriales.
- Instalaciones eléctricas interiores.
- Montaje y mantenimiento de alumbrado público.
- Lectura de medidores de agua y electricidad.
- Instalaciones de acometidas domésticas de gas natural.
- Venta de material y equipo eléctrico de alta y baja tensión.

6.5 Estructura Administrativa interna

A continuación se presenta el Organigrama de EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. al 30 de Junio de 2012:

Gráfico No. 1 Organigrama de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

6.6 Composición del Directorio

La composición del Directorio de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012 es la siguiente:

Cuadro No. 6 Conformación del Directorio de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

DIRECTOR TITULAR	Profesión	Fecha Ingreso Directorio Actual	Antigüedad
Gonzalo Pérez Fernandez	Ingeniero Industrial	16/05/2012	1 año
Antonio Martínez Atienza	Ingeniero Industrial	16/05/2012	1 año
Eduardo Capelastegui Saiz	Economista	16/05/2012	1 año
Mónica Grau	Economista	16/05/2012	1 año
Gerald Friel		16/05/2012	1 año
Ronaldo Emilio Strazzolini	Administrador de Empresas	16/05/2012	1 año
Maria P. Litos		16/05/2012	1 año
DIRECTOR SUPLENTE		16/05/2012	1 año
Sean McCoy Cador	Abogado	16/05/2012	1 año
Armando Martínez Martinez		16/05/2012	1 año
Eduardo Andrade Iturribarria	Ingeniero Civil	16/05/2012	1 año
Ignacio Aguirre Urioste	Abogado	16/05/2012	1 año
Robert Hadden	Administrador de Empresas	16/05/2012	1 año
Hernán Gabriel Pepa Furfaro	Abogado	16/05/2012	1 año
John P. Finneran		16/05/2012	1 año

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

6.7 Principales Ejecutivos

Los principales Ejecutivos de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012 son los siguientes:

Cuadro No. 7 Principales Ejecutivos de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Nombre Completo	Cargo	Fecha de Ingreso a la Empresa (dd/mm/aa)	Profesión	Antigüedad en la Empresa
Mauricio Valdez Cárdenas	Gerente General	01/08/06	Ingeniero Eléctrico	7 Años
Ramiro Dulón Pérez	Gerente	25/02/88	Ingeniero Eléctrico	24 años
German Cortez Lavaye	Superintendente de Distribución	15/01/96	Ingeniero Eléctrico	16 Años
Gonzalo Gastelú Zaconeta	Superintendente Comercial	07/04/88	Ingeniero Eléctrico	24 Años
Jorge Castro Gonzales	Superintendente Administrativo	01/03/06	Licenciado en Economía	6 Años

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

6.8 Perfil Profesional de los Principales Ejecutivos

Mauricio Valdez Cárdenas

Profesión: Ingeniero Electricista

Estudios superiores:

Maestría en Administración de Empresas MPD – UCB La Paz Bolivia.

Estudios de Post Grado:

Planificación Económica y Gestión Integral de Sistemas Energéticos.

Economía Informática

Mercados Eléctricos Liberalizados.

Experiencia:

- Desde agosto del 2005 a la fecha en el cargo de Gerente General de ELECTROPAZ y la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.
- Desde el año 1998 hasta el año 2005 en el cargo de Gerente Comercial de ELECTROPAZ.
- Representante de las empresas distribuidoras en el comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en las gestiones 1999, 2001 y 2004.
- Desde el año 1996 hasta el año 1998 como adjunto a la Gerencia de desarrollo en ELECTROPAZ. Desde el año 1991 hasta el año 1995 a cargo de todo el desarrollo, construcción y operación de la red de distribución de la ciudad de El Alto en COBEE.
- Desde el año 1985 hasta 1990 en construcción y mantenimiento de redes de distribución y subestaciones en COBEE.
- Desde 1988 Profesor de la Universidad Mayor de San Andrés, en la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Ramiro Dulón Perez

Profesión: Ingeniero Electricista

Experiencia:

- Desde octubre de 1995 a la fecha en el cargo de Gerente de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. y paralelamente hasta diciembre de 1996, en el cargo de Superintendente General de COBEE División Oruro
- Desde febrero del año 1988 hasta septiembre del año 1995 en el cargo de Superintendente de Producción de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica - COBEE.
- Desde octubre del año 1984 hasta enero del año 1998 en el cargo de Jefe de Electricidad e Instrumentos en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Distrito GID Sud.

Gonzalo Gastelú Zaconeta

Profesión: Ingeniero Electricista

Experiencia:

- Desde agosto del 2008 a la fecha en el cargo de Superintendente Comercial de ELFEOSA.
- Desde abril del año 1995 hasta julio de 2008 en el cargo de Supervisor de Medición y Eficiencia Energética de ELFEOSA.
- Desde febrero del año 1994 hasta marzo de 1995 en el cargo de supervisor de transformadores y líneas de COBEE.



- Desde agosto del año 1989 hasta enero de 1994 en el cargo de Superintendente adjunto en las plantas Hidroeléctricas de Miguilla en COBEE.
- Desde junio del año 1988 hasta julio de 1989 en el cargo de Supervisor de Planeamiento de ELFEOSA

German Ramiro Cortez Lavayen

Profesión: Ingeniero Electricista

Experiencia:

- Desde enero del 2009 a la fecha en el cargo de Superintendente de Distribución de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.
- Desde el año 1996 hasta el año 2009 en el cargo de Supervisor del Departamento de Operación – Mantenimiento de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.
- Desde el año 1981 hasta el año 1990 como Ingeniero Asistente de Medición, Laboratorio y de Protecciones de la División de Análisis de Sistemas de la Gerencia de Operaciones de ENDE.
- Desde el año 1990 hasta 1995 como Ingeniero del Departamento Eléctrico – Área de Control – Protecciones de la Gerencia Técnica de ENDE.

Jorge Castro Gonzales

Profesión: Economista

Estudios Superiores:

- Post Master of Business Administration (M.B.A.), Finanzas, McGill University, Canada.
- Maestría en Administración de Empresas, Universidad Privada Boliviana, Bolivia.

Estudios de Post Grado:

- Diplomado en NIIF Completas, Universidad Privada Boliviana, Bolivia.
- Advanced Management Course (ADC), General Management, McGill University, Canada.
- Varios cursos de especialidad en Análisis de Estados Financieros, Análisis de Riesgo Crediticio, Elaboración de Flujos Financieros, Contabilidad Bancaria, Análisis de Cartera, Calidad de Servicio al Cliente, Instrumentos Financieros, etc.

Experiencia:

- Desde Marzo 2006 a la fecha en el cargo de Superintendente Administrativo de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.
- Desde Junio de 1996 a Abril de 2001 Jefe Comercial de Oficina Oruro del Banco Santa Cruz S.A. - Banco Santander Central Hispano (BSCH).
- Disertador en cursos de Administración Estratégica en la Universidad Privada Boliviana entre 2000 a 2001.
- Catedrático invitado en la Universidad Privada de Oruro años 1999 a 2001.



6.9 Número de Empleados

A continuación se muestra la evolución del número de empleados que prestan sus servicios en Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.:

Cuadro No. 8 Personal Empleado por Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Categoría	Dic-2009	Dic-2010	Dic-2011	Jun-2012
Gerente	1	1	1	1
Superintendentes	4	3	4	4
Superintendentes Adjuntos	1	1	0	0
Supervisores	9	8	8	8
Administrativos	30	31	31	30
Empleados y Obreros	29	30	32	39
Totales	74	74	76	82

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

7 DESCRIPCIÓN DEL EMISOR Y SU SECTOR

El presente capítulo contiene algunos datos, cuadros o gráficos que se encuentran detallados a diciembre de 2011, debido a que parte de la información extractada para procesar la información corresponde a fuentes externas a ELFEOSA y/o el procesamiento de información es desarrollado al concluir cada gestión.

7.1 Historia y actualidad

En 1904, un grupo de Empresarios emprendedores del Comercio de esa época liderados por el Sr. Gustavo Hinke, conformaron la Sociedad Comercial Hinke & Asociados. Esta sociedad comercial instaló en una estructura especialmente construida en la calle Murguía, casi esquina 6 de Octubre, actualmente predio de la Asociación de Periodistas de Oruro, dos motores diesel, acoplados a generadores de corriente continua, totalizando una potencia de 440 KW, para empezar a generar electricidad en septiembre de 1904.

La energía eléctrica generada por estos grupos, empezó a ser distribuida en la ciudad de Oruro, mediante una red de distribución de 440/220 voltios. La característica de funcionamiento de dichos grupos estaba destinada a satisfacer la demanda de energía del centro de la ciudad, por el lapso de 5 horas y media, de 18:30 a 24:00 Hrs., tiempo en el cual, además, se procedía a cargar grupos de baterías, que estaban destinados a abastecer de energía eléctrica durante el día solamente a las oficinas de Telégrafos del Estado y la Empresa de Ferrocarriles.

El objetivo inicial de estos visionarios era producir energía para el Alumbrado Público en las calles y plazas y poco a poco ir registrando los domicilios privados que deseaban contar con iluminación y fuerza eléctrica.

Para este cometido, en Octubre de 1905, la Casa Comercial Hinke & Asociados suscribe un contrato con la Honorable Alcaldía Municipal de Oruro, destinado al suministro de energía para el alumbrado eléctrico a la ciudad, inaugurándose el servicio en el año 1906, estableciendo en este año, el inicio oficial de la distribución de energía eléctrica en la ciudad de Oruro. Este primer contrato de concesión fue modificado y ampliado en cuatro oportunidades, en 1911, en 1919 en 1949 y finalmente en 1972.

En los primeros años de inicio del sistema de distribución de energía eléctrica, se observa un desarrollo lento. Los datos muestran que hasta 1912, la empresa Gustavo Hinke y Asociados, contaba solo con 328 clientes y entre los principales al Municipio de Oruro con el alumbrado público.

En 1921, Hinke y Asociados decide reorganizar su estructura societaria y el 24 de enero de 1921, constituye la “Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.”, siendo reconocida su personería jurídica y aprobados sus estatutos mediante Resolución Suprema emitida el 23 de febrero del mismo año.

En 1929, la International PowerCompany, empresa de origen canadiense, adquiere la totalidad de las acciones de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro. Esta empresa canadiense que ya tenía intereses en el país al ser propietaria de una empresa de energía eléctrica para la ciudad de La Paz, que operaba bajo la razón social de BolivianPowerCompany, utiliza esta misma razón social para convertir a la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro en una subsidiaria.

Una vez que TheBolivianPowerCompany, toma el control de Empresa de Luz y Fuerza Electrica de Oruro S.A., cierra la Planta Generadora de la calle Murguia, para abrir las instalaciones de Planta II, (lugar en el que actualmente se encuentra la empresa), empieza operar un motor a diesel acoplado a un alternador de 680 KW, para suministrar energía en corriente alterna al centro de la ciudad y a nuevos barrios.

En el año 1925, TheBolivianPowerCompany, inicia la construcción de la Planta Hidroeléctrica en el valle de Miguillas, ubicado en la provincia Inquisivi del Departamento de La Paz, para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Oruro y, los requerimientos de las minas del norte de Potosí. Esta Planta Hidroeléctrica se concluye en 1931, año en el que dejan de operar los generadores de Planta II.

A partir de 1931, con el ingreso en operación de la nueva Planta Hidroeléctrica, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., tiene a su cargo la distribución de energía eléctrica a toda la ciudad de Oruro y TheBolivianPowerCompany se dedica a atender los requerimientos de la minería en el Norte de Potosí y Huanuni.

En la década de los años setenta, las acciones de TheBolivianPowerCompany, casa matriz de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., son adquiridas por capitales de origen Estadounidense y dan origen a la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE).

En fecha 21 de Diciembre de 1994, el Estado Boliviano promulga la Ley de Electricidad N° 1604, que entró en vigencia a partir de la designación del Superintendente General del Sistema de Regulación Sectorial y del Superintendente de Electricidad, acto que se realizó el 6 de enero de 1996. En cumplimiento a las disposiciones de la mencionada Ley y sus Decretos Reglamentarios, las Empresas Eléctricas se desagregan en empresas de Generación, Transmisión y Distribución de electricidad.

En junio de 1996, IBERDROLA, (Grupo de capitales españoles), adquiere los activos de distribución que pone a la venta la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE), destinados a atender los requerimientos de energía de la ciudad de Oruro, Huanuni y el occidente del Departamento de Oruro. Paralelamente compra los activos de distribución de energía eléctrica a las extensas áreas mineras del norte de Potosí (Provincia Bustillos) y parte en la Provincial Inquisivi del Departamento de La Paz, con lo cual la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. asume y experimenta un crecimiento importante en el sistema de Distribución y la responsabilidad de garantizar el suministro de mayores volúmenes de energía y potencia.

Posteriormente en julio del año 1997, también por imperio de la Ley de Electricidad N° 1604, Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. debe adquirir los activos de distribución de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), que se encuentran en su área de influencia y que principalmente distribuyen energía a clientes mineros, estos activos también se encontraban en el norte de Potosí, en parte del Departamento de Oruro y en el sector de Kami del Departamento de Cochabamba, esta nueva fusión representa un nuevo desafío para Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. por el significativo incremento de las instalaciones de distribución y los volúmenes de energía comercializada.

7.2 Antecedentes

El Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Boliviano está definido por la Ley SIRESE No. 1600, la Ley de Electricidad No. 1604, sus Decretos Reglamentarios, el Decreto Supremo No. 0071 que crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), el Decreto Supremo No. 29644 que define la naturaleza jurídica de ENDE, el Decreto Supremo No. 29635 que define el Programa Electricidad para Vivir con Dignidad, el Decreto Supremo No. 27302 que establece medidas para estabilizar las tarifas de electricidad, el Decreto Supremo 29598 que modifica las fórmulas de indexación y elimina la actualización de la proyección de las Inversiones consideradas en los Estudios Tarifarios, modificando al Artículo 3 del Decreto Supremo 27302, el Decreto Supremo 28792 que reglamenta las Revisiones Extraordinarias de Tarifas, los Decretos Supremos No. 28653 y 465 que respectivamente, crea la Tarifa Dignidad y establece su continuidad hasta el año 2014 y finalmente, el Decreto Supremo N° 0726 mediante el cual las concesiones mineras, de recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y servicios básicos se adecuan al ordenamiento constitucional vigente respetando los derechos adquiridos por las empresas.

7.3 Marco Institucional

El Sector Eléctrico Boliviano comprende a instituciones estatales que se encargan de dictar y hacer cumplir las normas legales, y Empresas Eléctricas que se dedican a la Generación, Transmisión y Distribución de Electricidad.

En cuanto a las instituciones estatales, de acuerdo con el Decreto Supremo de Organización del Poder Ejecutivo No. 29894, el Ministerio encargado del Sector Eléctrico es el Ministerio de Hidrocarburos y Energía a través del Vice Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas y de la Dirección General de Electricidad.

Estas Instituciones del Poder Ejecutivo, entre sus funciones relacionadas con el Sector Eléctrico, tienen las siguientes:

- Proponer y dirigir la Política Energética del País.
- Elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo al servicio de electricidad.
- Establecer las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de excedentes de energía eléctrica.
- Diseñar, implementar y supervisar la política de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

- Formular y elaborar normas de regulación económica y técnica, referidas a las actividades de la industria eléctrica y servicio público de suministro de electricidad y velar por la correcta aplicación de esta normativa.
- Proponer normas que precautelen la calidad del servicio básico de electricidad.
- Proponer mecanismos y normas de asesoramiento y defensa del usuario
- Resolver recursos jerárquicos
- Controlar, fiscalizar, supervisar y vigilar la gestión de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.
- Designar al presidente del Comité Nacional de Despacho de Carga.
- Proponer políticas y normas de autorización de las licencias, licencias provisionales, contratos, registros y los instrumentos normativos del sector eléctrico.

Por otra parte, supeditada al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, se encuentra la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) la cual es una institución pública con independencia patrimonial, administrativa financiera, legal y técnica, que tiene las siguientes atribuciones:

- Cumplir y hacer cumplir , la Ley de Electricidad y sus Reglamentaciones
- Promover la eficiencia en los sectores regulados.
- Otorgar, renovar y modificar títulos habilitantes.
- Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la correcta prestación de servicios.
- Aprobar y publicar precios y tarifas
- Intervenir las empresas y entidades bajo su jurisdicción cuando se ponga en riesgo la continuidad del suministro.
- Aplicar sanciones
- Otras

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad está presidida por un Director Ejecutivo, quien es designado por el Presidente de la República mediante Resolución Suprema. Adicionalmente cuenta con un Consejo que se constituye en la instancia de participación social y es responsable de proyectar y proponer lineamientos de fiscalización, control, supervisión y regulación al Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El consejo está compuesto por el Ministro de Hidrocarburos y Energía o su representante, en calidad de Presidente del Consejo, el Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas, el Viceministro de Desarrollo Energético y dos representantes de organizaciones sociales y/o usuarios.

La provisión de electricidad está a cargo de las empresas eléctricas. Según la Ley de Electricidad reconoce su título III, dos sistemas de provisión de electricidad: El Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los sistemas aislados. El primero provee electricidad a las principales ciudades de los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Beni en forma simultánea. Los sistemas aislados proveen de electricidad en las principales ciudades de los departamentos de Tarija y Pando, en forma independiente el uno del otro.

La Ley, en este título, también resalta las tres etapas más importantes del proceso que conecta la oferta con la demanda de electricidad: Generación, Transmisión y Distribución.

Dada la importancia de una coordinación perfecta entre Generación, Transmisión y Distribución en el pasado era muy natural que una empresa realice por lo menos dos de estas tres actividades, normalmente Generación y Transmisión. Sin embargo la Ley en su artículo 15, establece la separación de estas actividades y de las propiedades relacionadas

con las mismas. Esta restricción establecida en La Ley de Electricidad no alcanza a la Empresa Nacional de Electricidad ENDE, empresa que puede participar en toda la cadena del sector eléctrico.

La Ley de Electricidad establece la separación total de la actividad de transmisión de las actividades de generación y distribución, excepto por ENDE. Dadas las características de monopolio natural que exhibe la actividad de transmisión, es inevitable que no se pueda otorgar la tarea de transmisión a más de una empresa, a pesar de la no exclusividad de esta actividad definida en el Artículo 2, Cap. II del Reglamento de Concesiones, cada empresa atenderá su red para una región determinada, no pudiendo dos empresas invertir dos veces para atender una misma región. Esta es la característica que hace de esta actividad un monopolio natural, la cual se encuentra determinada por la actual tecnología en transmisión.

Adicionalmente, es importante considerar que para el correcto funcionamiento de la industria eléctrica es imprescindible una perfecta coordinación entre las diferentes actividades destinadas a llevar la electricidad, generada en diferentes puntos distribuidos especialmente, hasta los consumidores finales que también se encuentra dispersos en diferentes regiones. Al mismo tiempo la perfecta coordinación implica mantener un perfecto balance entre oferta y demanda en cada instante del tiempo.

La tarea de la perfecta coordinación ha sido encomendada al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que de acuerdo al artículo 19 de la Ley de Electricidad tiene como funciones:

- La planificación de las operaciones diarias del SIN.
- La realización de los despachos de carga.
- La determinación de la potencia de punta disponible de las generadoras.
- El cálculo de los precios de nodo.
- La valoración horaria de la potencia y energía inyectada y retirada en los diferentes nodos de inyección y retiro del SIN, a fin de poder establecer qué distribuidora le debe a qué generadora y cuánto.
- Asimismo, la planificación y los despachos que deben hacerse a costo mínimo, es decir, siguiendo la regla de decisión de un mercado competitivo de precio igual a costo marginal, aunque corregidos por problemas de pérdidas en transmisión y limitación en la disponibilidad de capacidad.

7.4 Regulación en el mercado eléctrico mayorista

7.4.1 Mercados

De acuerdo con la normativa legal, en el mercado eléctrico mayorista operan dos tipos de mercados: el Mercado de contratos y el Mercado Spot.

Los Generadores, Distribuidores y Consumidores No-regulados pueden vender y comprar electricidad de acuerdo a lo que corresponda en ambos mercados.

En el Mercado de Contratos, los Generadores pueden firmar contratos que establezcan compromisos de suministrar energía y potencia a Distribuidores, Consumidores No-regulados y a otros Generadores a cambio de una remuneración resultante de la aplicación de precios libremente acordados. Un Generador puede comprometer en contratos la venta, de la suma de su potencia firme, de la contratada con otros generadores y de la que adquiera en cualquiera de los dos mercados de otros generadores.

Por parte de los Distribuidores, los contratos que firmen pueden ser pactados libremente en los nodos que corresponda, en cuanto a cantidades de energía y potencia de punta; sin embargo en cuanto a precios existe la limitación establecida por el Artículo 51 de la Ley de Electricidad, que establece que el costo reconocido al Distribuidor por concepto de compras de electricidad estará valorado como máximo al precio de nodo.

La normativa establece que los Distribuidores deben comprar por medio de contratos, al menos el 80% de la potencia de punta bajo su responsabilidad en la zona de concesión. Una vez cumplida esta obligación, los Distribuidores podrán comprar en el mercado de Contratos y/o Spot el remanente de su demanda.

Es importante mencionar que si bien la Ley establece la obligación para el Distribuidor de contratar las compras de electricidad no existe un mecanismo legal para que los Generadores firmen contratos con los Distribuidores.

El proceso de contratación debe darse a través de la convocatoria a un concurso de precios. Si en el concurso el Distribuidor no recibiese ofertas o éstas no fueran suficientes para cubrir la totalidad de su requerimiento, el distribuidor deberá comprar en el mercado spot el remanente de su obligación de compra por contratos.

Adicionalmente, puede solicitar a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) que rebaje el porcentaje mínimo de contratación que establece el Artículo 31 de la Ley de Electricidad.

7.4.2 Generación

El precio en el mercado mayorista se determina por la actuación de la oferta y la demanda con lo que se obtiene el precio de energía para cada instante. La curva de oferta se obtiene mediante la suma de los costos marginales mínimos de las empresas ofertantes (Generadoras) y por tanto, el precio de energía resulta ser el costo marginal de corto plazo de la energía provista por el conjunto de las empresas. La demanda en cada instante está determinada por la suma de las demandas de las empresas distribuidoras, sumando a estas un porcentaje por concepto de pérdidas en el transporte.

Una vez determinado el precio para cada instante en el mercado mayorista, las empresas generadoras tendrían que tomar este precio y ofrecer la mayor cantidad de energía, como sucedería en cualquier mercado competitivo, sin embargo, en el mercado mayorista de electricidad ocurre al revés, dado que los generadores realizan previamente ofertas de máquinas a diferentes costos marginales y es el CNDC quien decide que máquina entra y en qué momento, dependiendo de cuál ofreció el menor costo marginal. Esta es precisamente la forma en que la Ley de Electricidad, a través del CNDC, simula un mercado competitivo. Lo importante es que al cobrarse el precio competitivo se logra eficiencia en asignación en todo momento.

El precio de energía que reciben los generadores, establecido en la normativa legal, es el costo marginal de corto plazo por energía horaria (CMgCPEh), corregido por un factor de pérdidas de energía (FPE), ocurrida entre nodos de inyección y retiro durante la transmisión. Se debe aclarar que las pérdidas a las que se hace referencia no se deben a ineficiencias en la transmisión, sino a leyes naturales relacionadas con la transmisión de electricidad.

Es importante considerar que el precio de energía no toma en cuenta los costos de inversión en aumento de la capacidad requerida a medida que aumenta la demanda en el tiempo; aspecto fundamental que debe considerarse en la determinación de precios del mercado mayorista.

Para solucionar este problema se establece una tarifa de dos partes con las siguientes características:

- Se cobra un precio de energía "Pe", igual al costo marginal de corto plazo por energía horaria para asegurar eficiencia en asignación en cada hora. El ingreso que reciben las generadoras por este concepto se denomina Pago por Energía (PE):

$$Pe = CMgCPEh * FPE$$

$$PE = pe * MWh$$

- Para compensar las inversiones en capacidad se paga un precio fijo "pp", igual al costo marginal de largo plazo por potencia (CMgLPP), es decir, el costo de añadir una unidad adicional en capacidad multiplicado por la potencia firme de un generador. La potencia firme (PF) es la potencia o capacidad requerida para cubrir la demanda de punta. El ingreso que reciben los generadores por este concepto se denomina Pago por Potencia (PP):

$$pp = CMgLPP * FPP$$

$$PP = pp * PF$$

Mientras el objeto del pago por la energía producida "Qe", es cubrir los costos variables de operación dada la potencia firme, CV (Qe, PF), el objeto del pago por potencia o capacidad es cubrir los costos fijos dada la potencia firme, CF(PF).

Con este análisis se describe la formación de una tarifa de dos partes, la primera parte es el pago por energía $pe * Qe = CV(Qe, \text{dado } PF)$ y la segunda parte es el pago por potencia o capacidad donde $pp * PF = CF(PF)$. Entonces la tarifa de

dos partes es $T(Q_e, PF) = p_e(Q_e, PF) + p_p(PF)$. Con esta tarifa la empresa no gana ni pierde y a la vez se logra eficiencia en asignación.

En estas condiciones a una empresa generadora le conviene incrementar la potencia firme PF siempre y cuando $p_p > CMgLPP$ y esto puede ocurrir de dos formas:

- Si p_p incrementa en relación a $CMgLPP$, lo cual puede lograrse vía revisión de precios.
- Si el $CMgLPP$ disminuye respecto a p_p , lo cual puede lograrse vía eficiencia interna y eficiencia dinámica.

7.4.3 Transporte

El Transporte de Electricidad que se realiza desde un punto de inyección hasta un punto de retiro es una actividad que se caracteriza por sus altos costos de inversión, costos hundidos, economías de escala y bajos costos marginales comparados con sus altos costos medios. El transporte es una actividad intensiva en capacidad que da lugar al surgimiento de un monopolio natural y a la necesidad de su regulación.

En el caso de la industria eléctrica boliviana, como lo expresa el Art. 50 de la Ley de Electricidad, se efectúa una regulación por precios máximos (pricecap) tomando en cuenta que la empresa transportadora para ser sostenible en el tiempo debe cubrir sus costos. Bajo estas consideraciones, es importante tomar en cuenta que si se fijara un precio tope igual al costo marginal de transmisión, la empresa transportadora perdería debido a que por su condición de monopolio natural el costo marginal se encuentra por debajo del costo medio.

Por lo expuesto el Art. 50 de la Ley de Electricidad y los Art. 26 y 27 del Reglamento de Precios y Tarifas, el precio máximo pagado de transmisión debe permitir cubrir el costo total de transmisión que comprende la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración.

El costo total de la transmisión se determina y fija una vez y es revisable solo cada cuatro años. Con este diseño, el Ingreso del Transmisor (IT^*) fomentará la eficiencia interna en los servicios de transmisión si es que la empresa desea obtener ganancias adicionales durante ese tiempo y es posible disminuir costos.

Esta remuneración máxima o ingreso total tope, IT^* , posee dos partes (similar a una tarifa de dos partes), la primera parte consiste en un ingreso variable de acuerdo al uso del servicio llamado Ingreso tarifario y la segunda parte consiste en un ingreso que no varía con el uso del servicio llamado peaje. La idea es que, con ambos ingresos, se logre el IT^* igual al costo económico total y, por tanto, la empresa transportadora no pierda ni gane.

El cálculo del ingreso tarifario (It) resulta de la resta del valor de la energía y potencia inyectadas menos la energía y potencia retiradas valorizadas a precios de nodo de energía y de potencia. De esta forma el Ingreso Tarifario no es otra cosa que el valor de las pérdidas de energía y pérdidas de potencia debido a la transmisión.

Estas pérdidas son mayores en la medida que se aproximen a la capacidad máxima de transmisión en momentos de demanda de punta. En otras palabras, el ingreso tarifario es la valoración del uso de la transmisión a su costo marginal, lo que equivale a eficiencia en asignación en cada momento de demanda por transmisión.

El cálculo del Ingreso Tarifario se lo efectúa empresa por empresa, tanto de generación como de distribución, y nodo por nodo.

El cálculo del ingreso por peaje, I_p , resulta simplemente de la diferencia entre el costo económico total de la empresa menos el ingreso tarifario; $I_p = CT - It$. De esta manera la empresa obtiene su ingreso total:

$$IT^* = It + (CT - It)$$

El cual asegura que no pierda ni gane, y a la vez, se logra eficiencia en asignación en todo momento.

7.4.4 Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista

El Decreto Supremo 27302 crea el Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista, el cual establece que semestralmente el regulador determinará para los nodos de suministro a los Distribuidores factores de estabilización que aplicados a los precios de nodo darán como resultado los precios de nodo de aplicación, que serán los precios pagados por los distribuidores a los generadores, y que también serán transferidos por el distribuidor al cliente final.

Los distribuidores que no participan del mercado de contratos deberían realizar sus compras en el mercado spot al precio determinado en este mercado. Sin embargo el Decreto 27302 al crear el Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista libera a los distribuidores del riesgo existente en el mercado spot referido a la diferencia que pueda surgir entre los precios del mercado spot con los precios que el distribuidor transfiere a los clientes finales.

Por otra parte, los generadores que deben percibir el precio determinado en el mercado spot actualmente perciben el precio de aplicación, registrando la diferencia que se produce en el Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista como una cuenta por cobrar o por pagar a los clientes finales según corresponda.

7.5 Regulación en el Mercado Eléctrico Minorista

7.5.1 Concesión

De acuerdo con el Art. 22 de la Ley de Electricidad, la actividad de Distribución de Energía Eléctrica requiere la Concesión de Servicio Público. El Art. 5 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, establece que la Concesión se otorgará por 40 años. Adicionalmente, se debe mencionar que el Órgano Ejecutivo, mediante Decreto Supremo N° 0726, ha dispuesto que las concesiones mineras, de recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y servicios básicos, a través de Autorizaciones Transitorias, se han adecuado al ordenamiento constitucional vigente, mencionando que se respetan los derechos adquiridos por las empresas.

La actividad de distribución por sus características constituye un monopolio natural por lo tanto no es económicamente eficiente que exista más de una empresa ejerciendo esta actividad en una misma área. Por este motivo es que la normativa legal prevé otorgar una concesión, ahora autorización, a la empresa distribuidora para que opere en una determinada zona sin que otra empresa pueda establecerse en este lugar para realizar la misma actividad.

7.5.2 Determinación de Precios

Al igual que la transmisión, la actividad de distribución se caracteriza por ser intensiva en capital, con costos hundidos y características de monopolio natural. Por lo que debe ser regulada. En la teoría económica el óptimo se encuentra determinando los precios iguales al costo marginal; sin embargo al tratarse de un monopolio natural esta situación induciría a la empresa distribuidora a obtener pérdidas ya que el costo medio se encuentra por encima del costo marginal.

Ante esta situación la regulación establece tarifas tales que generen ingresos que permitan cubrir los costos de la distribuidora haciendo de esta manera sostenible la actividad de distribución.

El modelo de regulación sobre el cual se basa la Ley de Electricidad es el de precios máximos o price cap. Este modelo determina los precios máximos (tarifas) que podrá aplicar la empresa durante los próximos cuatro años expresados en moneda constante de tal forma que a futuro se realice una indexación para que los precios no pierdan valor. En el factor de indexación se incluyen factores de eficiencia que reducen el valor de las tarifas aprobadas inicialmente.

Bajo este esquema, las empresas distribuidoras tienen incentivos para lograr la mayor eficiencia posible ya que el hecho de generar costos menores a los aprobados incrementa las ganancias de la distribuidora dentro de los cuatro años que dura el período tarifario. Estas eficiencias son recogidas para el siguiente estudio e incorporadas en la nueva determinación de tarifas.

Como se mencionó, para que la actividad sea sostenible en el tiempo el ingreso promedio que obtenga la distribuidora debe ser igual al Costo Total Promedio. El Ingreso Promedio se consigue con la aplicación de precios máximos aprobados que se mantienen constantes durante un período de cuatro años; estos precios son indexados en función a factores de indexación que básicamente dependen de la variación de los costos de compras de energía y potencia, el índice de precios al consumidor y factores de eficiencia aprobados por el regulador.

Por otra parte, los costos totales CT de una empresa distribuidora comprenden los costos de compra de energía CE, los costos de distribución CD y costos de comercialización CC de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$CT = CE + CD + CC$$

Estos costos comprenden lo siguiente:

- Los costos por compra de energía (CE), son costos que están esencialmente definidos en el mercado mayorista y que se los transferirá al consumidor. Estos costos son retribuidos a la distribuidora por la aplicación del cargo por potencia de punta y el cargo por energía.
- Los costos de distribución (CD), incluyen los costos de operación, mantenimiento, administración, depreciación, intereses, impuestos y tasas y las utilidades. La normativa legal establece que la utilidad es el resultado de la aplicación de la tasa de retorno sobre el patrimonio afecto a la concesión.
- La Tasa de Retorno de acuerdo con el Art. 54 de la Ley de Electricidad resulta del promedio aritmético de las Tasas de Retorno anuales sobre el patrimonio (ROE) del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública. El promedio al que hace referencia este artículo de acuerdo con el D.S. 27302 debe calcularse de los tres últimos años a partir del año anterior al período base.
- Por otra parte, el patrimonio afecto a la concesión resulta de restar del activo fijo neto los préstamos de largo plazo y adicionar a este concepto 1/12 de los ingresos por concepto de capital de trabajo.
- Los costos de distribución son retribuidos a través del cargo por potencia fuera de punta.
- Los costos de comercialización (CC), se refieren a los costos de medición, facturación, cobranza, registros y supervisión. Estos costos son recuperados mediante la aplicación del cargo por consumidor.

Cada uno de estos costos permite calcular los cargos base antes mencionados y que sirven de ponderación del ingreso. Estos cargos son:

- Cargo por Consumidor $C_{cons} = CC / \text{número de consumidores promedio}$.
- Cargo por Energía $CE = \text{precio energía corregido por un factor de pérdidas de energía}$.
- Cargo por Potencia de Punta $CPP = \text{precio de la potencia de punta corregido por un factor de pérdidas de potencia} + \text{Cargo por Potencia Fuera de Punta}$
- Cargo por Potencia Fuera de Punta $CFP = CD / \text{sumatoria de las demandas máximas}$.

Bajo este concepto, los ingresos de la empresa distribuidora deben ser exactamente iguales a la suma de la multiplicación de cada uno de estos cargos base por sus respectivas unidades de cada mes de acuerdo a lo que se expresa en la siguiente ecuación:

$$\text{Ingreso Total} = C_{cons}(n_c) + CE(Q_e) + CPP(Q_{pp}) + CFP*(Q_{pfp} - Q_{pp})$$

Dónde:

n_c = número de consumidores;

Q_e = Energía al por menor;

Q_{pp} = Potencia de punta;

Q_{pfp} = Potencia fuera de punta.

Como se manifestó anteriormente los cargos base, una vez fijados, no pueden ser modificados por la empresa, la cual los debe aplicar para obtener su ingreso total. Sin embargo, los cargos aplicados cada mes están determinados por factores de indexación que están en función de las variaciones en los precios de compra de la energía y potencia, el índice de precios al consumidor, el precio del dólar e incrementos de la eficiencia interna.

Los indicadores de eficiencia interna que forman parte de las fórmulas de indexación son los siguientes:

- X_{cc} : Índice de disminución de los costos de consumidor.
- X_{pp} : Índice de reducción de pérdidas medias de potencia de punta por nivel de tensión.
- X_{com} : Índice de disminución de los costos de operación y mantenimiento por nivel de tensión.

- Xcag: Índice de disminución de los costos administrativos y generales por nivel de tensión.
- ZI: Índice de variación de impuestos
- ZT: Índice de variación de tasas.
- Xpe: Índice de reducción de pérdidas de energía.

Una vez que el regulador establece las metas de eficiencia interna y el valor de estos índices para cada empresa, se los incorpora en las proyecciones de los cargos base. Estos resultan ser topes debido a que los indicadores de eficiencia se los determina completamente ex ante para un período de cuatro años. Como se mencionó anteriormente, el hecho de fijar precios máximos y metas de eficiencia para cuatro años genera un incentivo para la empresa distribuidora en el sentido que toda eficiencia lograda que supere las metas fijadas resulta un beneficio adicional para la empresa con lo que se consigue un comportamiento eficiente del distribuidor.

Una vez calculado el ingreso total máximo, depende de la empresa distribuidora como recibe este ingreso de los consumidores finales.

Para ello debe proponer opciones de estructuras tarifarias que le permitan obtener los ingresos totales antes mencionados.

Es importante mencionar que para obtener tarifas eficientes que no contengan subsidios cruzados, se debe hacer uso de un estudio de caracterización de la carga que asigne a cada tipo de consumidor los costos que ocasiona al sistema. Sin embargo se debe mencionar que actualmente no se aplican este tipo de estructuras tarifarias manteniéndose subsidios cruzados entre las diferentes categorías tarifarias existentes y entre los diferentes niveles de consumo de una misma categoría.

Por otra parte, la normativa permite a las empresas distribuidoras que efectúen discriminaciones de precios ya que estas logran alcanzar resultados eficientes. Se realizan discriminaciones de precios de segundo grado mediante la aplicación de tarifas de dos partes; la normativa permite el cobro de un cargo fijo y cargos variables. Asimismo, se pueden efectuar discriminaciones de tercer grado entre los consumidores, referidas básicamente al concepto de demandas fluctuantes. Este concepto se refiere a la aplicación de distintos precios dependiendo del bloque horario en el que se demande.

Adicionalmente, debido a que la electricidad no puede revenderse en un mercado secundario una vez adquirida, la discriminación de tercer grado permite a la distribuidora, separar a los consumidores en cuatro mercados independientes: Domiciliario, General, Industrial y Alumbrado Público. Cada mercado tiene preferencia por consumir ya sea electricidad de alta tensión (industriales y generales mayores), media tensión (Industriales y generales medianos) o baja tensión (residencial, general menor, industrial menor y alumbrado público).

7.5.3 Calidad

De acuerdo al modelo de regulación de Price Cap, toda reducción de costos por parte de la empresa distribuidora se refleja en un incremento de sus beneficios por lo que existe un incentivo importante a reducir costos. Las reducciones de costos pueden, bajo ciertas circunstancias, llevar a las empresas a descuidar la calidad del servicio que presta por lo que se hace necesario regular la calidad.

En tal sentido el Reglamento de Calidad de Distribución establece la regulación de la calidad en los siguientes aspectos:

- Calidad del Producto Técnico.** Está referida a la adecuación de la onda de tensión que proporciona el distribuidor a la onda sinusoidal con la amplitud correspondiente a la tensión nominal de suministro simétrico en las fases. Los parámetros que se miden son: Nivel de tensión, Desequilibrio de tensiones, Perturbaciones, Oscilaciones rápidas de tensión y Distorsión de armónicos e Interferencias en sistemas de comunicación.
- Calidad de Servicio Técnico.** Se refiere a la cantidad o frecuencia y la duración de los cortes en el servicio eléctrico. Los parámetros que se miden son: Frecuencia de interrupciones y Tiempo de interrupciones.
- Calidad de Servicio Comercial.** Se refiere a la atención a los clientes. Los parámetros que se miden son: Reclamo de los consumidores, Facturación y Atención al cliente.

7.5.4 Estabilización de Tarifas

Como se ha mencionado, las tarifas base para el distribuidor son aprobadas cada cuatro años y no se modifican sino hasta la realización de un próximo estudio tarifario. Sin embargo, semestralmente se aprueban los precios de compras de electricidad los cuales pueden variar significativamente y hacer variar las tarifas aplicadas al cliente final.

Con el objetivo de estabilizar las variaciones de las tarifas aplicables al consumidor final se emitió el Decreto Supremo No. 27302 que “Establece medidas que permitan estabilizar las tarifas”. Este decreto establece una variación máxima semestral del valor promedio de las tarifas de distribución del 3%.

Para lograr la estabilización de tarifas, el decreto establece la creación del fondo de estabilización del mercado mayorista y el fondo de estabilización de distribución. El primero de ellos fue explicado en el apartado correspondiente al mercado eléctrico mayorista.

En cuanto al Fondo de Estabilización de Distribución, el regulador debe aprobar semestralmente factores de estabilización que serán aplicados a los cargos tarifarios aprobados y de esta manera obtener los cargos tarifarios de aplicación los que serán aplicados en la facturación de los clientes regulados. La diferencia que se genera debe ser registrada en el Fondo de Estabilización de distribución.

7.5.5 Tarifa Dignidad

La tarifa dignidad fue creada mediante Decreto Supremo No. 28653 y consiste en un descuento del 25% financiado por las empresas del Mercado Eléctrico Mayorista (Generadores, Transmisores y Distribuidores) y mediante Decreto Supremo No. 465 se establece la continuidad de la aplicación de la tarifa dignidad.

La Tarifa Dignidad se aplica para los clientes domiciliarios que consuman hasta 70 KWh/mes atendidos por las empresas distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Nacional y en Sistemas Aislados y Menores.

7.6 Efectos de las Regulaciones que puedan afectar los Precios y Servicios

Como se mencionó, las tarifas base se aprueban cada cuatro años tiempo que comprende un período tarifario. El período tarifario en actual vigencia abarca desde noviembre 2011 a octubre 2015.

Sin embargo, es importante mencionar que las tarifas se ajustan en forma mensual por factores de indexación, los cuales dependen de los precios de energía y potencia, del índice de precios al consumidor, la variación del tipo de cambio y de factores de eficiencia que debe lograr la empresa distribuidora.

Adicionalmente, de acuerdo con el Artículo 52 de la Ley de Electricidad 1604, cuando existan variaciones significativas de las ventas de energía observadas en relación con las consideradas en el Estudio Tarifario se realiza una Revisión Extraordinaria de Tarifas que busca restablecer el equilibrio económico financiero de las empresas.

7.7 Zona de Concesión

7.7.1 Contrato de Concesión

Cumpliendo con la normativa, en fechas 17 de marzo de 2000 y 5 de abril de 2000, mediante Testimonios N°61 y N° 62, respectivamente, se protocolizó los contratos de Concesión suscritos entre la Superintendencia de Electricidad y la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.. En fecha 4 de junio de 2004 mediante Testimonio N° 46 se protocolizó la unificación de los contratos N° 61 y N°62.

Las características generales del contrato son las siguientes:

7.7.2 Antecedentes

En fecha 12 de septiembre de 1996 la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. solicitó se le otorgue la Concesión para ejercer la industria eléctrica de servicio público de Distribución en la zona denominada “División Oruro” (áreas transferidas por COBEE). Por otra parte, en fecha 12 de noviembre de 1996 solicitó la adecuación de su concesión, otorgada mediante Resolución Suprema N° 216187 a las disposiciones de la Ley de Electricidad y su reglamentación para ejercer la industria eléctrica de servicio público de Distribución.

Posteriormente mediante Resolución SSDE N° 135/97, la Superintendencia de Electricidad otorgó la concesión a la zona denominada “División Oruro”. Por otra parte mediante Resolución SSDE 152/97, la Superintendencia de

Electricidad aprobó la adecuación de la Concesión de Distribución de la Empresa de Luz y Fuerza eléctrica de Oruro S.A otorgada mediante resolución Suprema N° 216187.

Con estas dos aprobaciones se procede a firmar los respectivos contratos de Concesión entre la Superintendencia de Electricidad y la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

7.7.3 Objeto

El objeto del contrato es el de establecer y pactar las condiciones, derechos y obligaciones del Titular para el ejercicio de la industria eléctrica en la actividad del servicio público de distribución de electricidad en el marco de la Ley de Electricidad, su reglamentación y otras disposiciones legales que sean aplicables.

7.7.4 Obligaciones del titular

El contrato de concesión establece las siguientes obligaciones para el titular:

- Ejercer la actividad de servicio público de distribución de electricidad, bajo los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad y neutralidad.
- Cumplir la Ley de Electricidad y su Reglamentación.
- Actualizar su zona de concesión cada dos años.
- Ejecutar las obras e inversiones comprometidas y ponerlas en funcionamiento en los plazos estipulados, salvo modificaciones aprobadas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.
- Presentar Boleta de Garantía por el 5% de la inversión comprometida.
- Enviar en forma semestral información sobre las inversiones realizadas y facilitar toda información que el regulador solicite.
- Conservar y mantener todas sus instalaciones en condiciones adecuadas.
- Garantizar la calidad y seguridad del servicio de distribución.
- Dar servicio a todo consumidor que lo solicite dentro de su zona de concesión. En este tema debe primar el principio de eficiencia de la Ley, las solicitudes que no cumplan con este principio deben ser presentadas a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. que determinará su financiamiento, cuando se requieran obras especiales estas deberán ser financiadas por el que ocasione el gasto adicional.
- Satisfacer toda la demanda de electricidad en su área de concesión.
- Tener contratos vigentes con empresas de generación de acuerdo a lo establecido por la Ley de Electricidad y sus normativas.
- Permitir el uso de sus instalaciones a consumidores no regulados.
- Cumplir con las disposiciones legales del sistema ODECO.
- Presentar oportunamente la información técnica y económica a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad., CNDC y otras autoridades competentes.
- Facilitar a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, las inspecciones técnicas de sus instalaciones y aquellas referidas a sus sistemas de administración, contables y financieros.
- Cumplir con las normas legales de conservación y protección del medio ambiente.
- Inscribir en el Registro de carácter público los contratos.
- Pagar la Tasa de Regulación.
- Cuidar que acciones judiciales de acreedores o terceros no amenacen la continuidad de la Distribución.
- Suscribir contratos de suministro con clientes regulados y no regulados.

- Presentar Estudios tarifarios y aplicar las tarifas aprobadas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.
- Llevar su contabilidad en base al Sistema Único de Cuentas y presentar de forma anual los Estados Financieros auditados a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.. Adicionalmente se deben presentar informes de cumplimiento de la Ley, contrato de concesión y de los indicadores de eficiencia y eficacia.
- Aceptar y cumplir las disposiciones del Comité Nacional de Despacho de Carga.
- Cumplir con los niveles de calidad establecidos en el Reglamento.
- Cumplir con las normas de seguridad industrial y normas de seguridad y protección en sus instalaciones y redes.
- Asumir cualquier reclamo y pagar indemnizaciones por daños a bienes, materiales o por lesiones personales, daño civil, muerte u otros, originados directa o indirectamente por el ejercicio negligente de la industria eléctrica por el titular.
- Contratar seguros por responsabilidad civil, incendio, estragos y aliados, destrucción y daño a instalaciones y equipos.

7.7.5 Derechos del titular

Los Derechos del Titular establecidos en el Contrato de Concesión son:

- Tener la concesión para ejercer la actividad de distribución en la zona de concesión. El hecho de tener la concesión implica la exclusividad dentro de la zona definida.
- Operar en el Sistema Interconectado Nacional.
- Solicitar nuevas concesiones para el ejercicio de la actividad de distribución.
- Regularizar su zona de concesión.
- Solicitar el uso de bienes de dominio público a título gratuito, constitución de servidumbres y área protegida.
- Suscribir contratos de suministro de energía y potencia con Generadores o Consumidores no regulados con precios libremente acordados.
- Acceder por un precio no superior al máximo regulado, a las instalaciones de transporte de electricidad.
- Cobrar el peaje correspondiente a Generadores, Consumidores no regulados y otros.
- Suscribir contratos para el cobro de las tasas de Alumbrado Público y de Aseo.
- Otros que la Ley establezca.

7.7.6 Zona de Concesión

En cumplimiento de los Contratos de Concesión explicados en el punto anterior y de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo No. 24043 que define el Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. presenta cada dos años a la Superintendencia de Electricidad (actualmente Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE) la actualización de su zona de concesión.

La Superintendencia de Electricidad (actualmente Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE), una vez verificada la documentación presentada, aprueba la actualización mediante resolución administrativa. En tal sentido, el 1 de agosto de 2011, mediante Resolución AE Nº 347/2011, la Autoridad de Electricidad dispone la actualización de la zona de concesión del sistema eléctrico de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., a abril de 2011.

7.8 Principales Servicios

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. se dedica a la Distribución de Energía Eléctrica en su zona de concesión, la cual alcanza a las ciudades de Oruro y Huanuni; gran parte del área rural del Departamento de Oruro; a la

Provincia Inquisivi del Departamento de La Paz; la Provincia Bustillos del Departamento de Potosí y parte de la Provincia Ayopaya del Departamento de Cochabamba.

7.8.1 Descripción General de los Servicios de Electricidad

La Ley N° 1604, promulgada por el Honorable Congreso Nacional, el 21 de diciembre de 1994, definió el marco regulatorio para el desarrollo de todas las actividades de la industria eléctrica en territorio boliviano. Dicho marco estableció la desintegración vertical del Sector Eléctrico, quedando así definidos los siguientes participantes:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Consumidores No regulados

La Superintendencia de Electricidad era el órgano regulador, responsable de llevar a cabo el objetivo establecido por la mencionada Ley.

Luego de la aprobación de la Constitución Política del Estado, promulgada el 7 de febrero de 2009, se aprobó el Decreto Supremo N° 29894 que determinó la extinción de todas las Superintendencias de los Sistemas de Regulación Sectorial – SIRESE.

Posteriormente, en fecha 9 de abril de 2009 se aprueba el Decreto Supremo 0071 mediante el cual se crean las Autoridades de Fiscalización y Control Social de los sectores de servicios que incluye el de Electricidad. En el Título VII del mencionado D.S. se crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad destinada a fiscalizar, controlar, supervisar y regular al sector de Electricidad, tomando en consideración a la Ley de Electricidad N° 1604 del 21 de diciembre de 1994. En consecuencia, la Superintendencia de Electricidad es reemplazada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) con el marco establecido de la Ley de Electricidad N° 1604.

Para el desarrollo de la actividad de **Generación**, la Ley 1604 crea el Mercado Eléctrico Mayorista, librado a condiciones de competencia. Para las actividades de **Transporte** y **Distribución**, dadas sus características monopólicas, se estableció la suscripción de Contratos de Concesión.

Los Contratos de Concesión de **Distribución**, establecieron las obligaciones, tarifas y demás regulaciones que fijan las condiciones del operador del negocio de Distribución. Las mismas buscan garantizar el suministro de energía eléctrica, en la Zona de Concesión observando determinadas condiciones de calidad de servicio y con un determinado esquema tarifario.

Los **Consumidores No Regulados** están constituidos por aquellos agentes que pueden contratar el servicio directamente con los Generadores. Se los caracteriza por el módulo de potencia y energía demandados, que son fijados por la reglamentación. Actualmente pueden ingresar al Mercado Eléctrico Mayorista los usuarios con un consumo mayor a 1.0 MW conectados en alta o media tensión.

La creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) permitió definir un ámbito para la realización de transacciones de energía a nivel mayorista, con una sanción de precios objetiva y transparente que refleja el costo económico de producción.

Mediante Resoluciones del regulador, se establecieron las normas que regulan la compra/venta de energía y potencia, los servicios prestados por los agentes y la fijación de precios horarios.

Los objetivos en la creación del **Mercado Eléctrico Mayorista** fueron:

- Definir un Mercado donde existan condiciones favorables de competencia en la oferta.
- Optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles para abastecer la demanda eléctrica con el menor costo posible, respetando los requerimientos de calidad de servicio establecidos y con reglas claras para la sanción de precios que reflejen el costo económico de abastecimiento.
- Mantener una operación unificada del Sistema Eléctrico a través de un único organismo (Organismo Encargado del Despacho) que coordine la operación y realice el despacho óptimo de la oferta garantizando en

cada momento el balance entre la producción y el consumo, teniendo en cuenta las características variables de la demanda en el tiempo.

- Definir el Servicio de transporte garantizando el libre acceso al mismo y definiendo su costo en función del uso y de la adaptación de la red a los requerimientos del MEM.
- Establecer el organismo encargado del Despacho y de la Administración del Mercado Eléctrico. Dicho Organismo es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de cuya dirección participan los agentes activos, o sea Generadores, Transportistas, Distribuidores, Consumidores No Regulados y el Estado Nacional a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

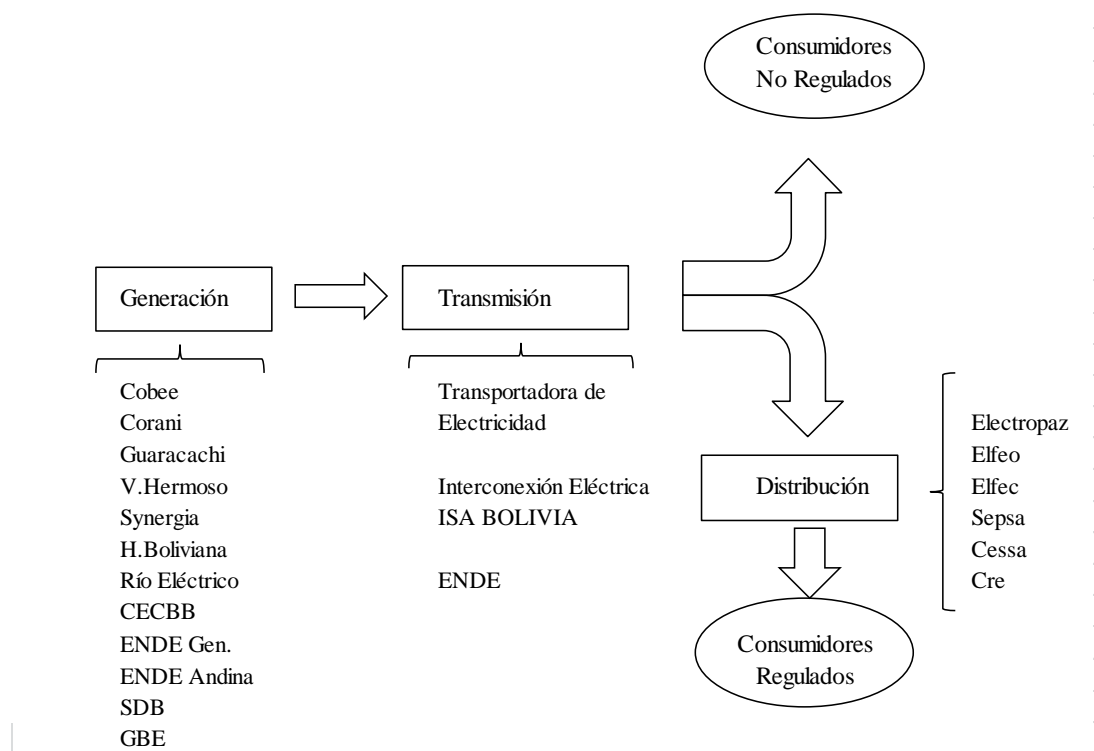
Las principales responsabilidades del **Comité Nacional de Despacho de Carga** son:

- Operar centralizadamente el sistema eléctrico en tiempo real, manteniendo el balance entre producción y consumo y coordinando los requerimientos de la red.
- Realizar el despacho económico de la oferta de generación.
- Sancionar los precios del MEM, estacionales y spot (con frecuencia horaria), para la producción de energía eléctrica.
- Administrar las transacciones económicas entre los agentes del MEM por cuenta y orden de estos.

7.8.2 Descripción de los Procesos de Electricidad

El siguiente gráfico describe el proceso del sector eléctrico:

Gráfico No. 2 Proceso del Sector Eléctrico



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

El parque de generación a finales de la gestión 2011, presenta una potencia disponible de 1,257.54MW, con 475.74 MW de Hidroeléctricas y 781.8 MW de Termoeléctricas.

La producción de energía anual por agentes generadores del mercado fue:

Cuadro No. 9 Producción de Energía Anual por agentes generadores

EMPRESA	ENERGIA	ENERGIA	PARTICIPACION
		GENERADA MWh/Año	%
CORANI	Hidroeléctrica	795,304	12.0%
COBEE	Hidroeléctrica	1,098,562	16.6%
COBEE	Térmica	101,023	1.5%
HIDROELECTRICA	Hidroeléctrica	333,725	5.0%
SYNERGIA	Hidroeléctrica	19,289	0.3%
RIO ELECTRICO	Hidroeléctrica	73,223	1.1%
SDB	Hidroeléctrica	4,054	0.1%
GUARACACHI	Térmica	1,720,948	26.0%
VALLE HERMOSO	Térmica	992,492	15.0%
BULO BULO	Térmica	653,239	9.9%
GBE	Térmica	64,041	1.0%
ENDE ANDINA	Térmica	738,330	11.2%
ENDE GEN.	Térmica	17,194	0.3%
TOTAL SIN		6,611,423	100.0%

Elaboración propia
Fuente: ELFEOSA

La producción de energía por tipo de fuente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue:

- Hidroeléctrica 2,324,157 MWh (35.2%)
- Termoeléctrica 4,287,266 MWh (64.8%)

7.9 Participación de Mercado

7.9.1 Compras

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., en estricta aplicación de las disposiciones legales vigentes, compra electricidad del Mercado Spot del que participan los generadores del Mercado Eléctrico Mayorista.

Las compras de energía y potencia efectuadas en los años 2010 y 2011 se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 10 Compras de Energía y Potencia

CONCEPTO	2010	2011
Energía (MWh)	352.339	382.235
Potencia (MW)	61	62

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA.

Las compras de energía se incrementaron en un 8.5% y las de potencia en un 1.6% respecto del año anterior.

La tarifa promedio de compra de energía se incrementó en 1.5% de 40.94 US\$/MWh en 2010 a 41.54 US\$/MWh en 2011.

En el cuadro N° 9 de compras de energía en el caso de la potencia se consideró la demanda coincidental del periodo eléctrico para cada año.

7.9.2 Participación en el mercado regional y nacional.

El área de concesión de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. se circunscribe a la ciudad Oruro en el sector urbano que alcanza prácticamente el 100% del mercado, y el área rural comprendido por la ciudad de Huanuni, sector de Minería y la atención a las poblaciones de las Provincias: Cercado, Pantaleón Dalence, Poopó, Saucari, Carangas, Litoral, Atahuallpa, Ladislao Cabrera, Abaroa, Pagador y Sajama del departamento de Oruro. Las Poblaciones de la Provincia Inquisivi y Loayza del Departamento de La Paz. Las poblaciones de la Provincia Bustillo del Departamento de Potosí y la población de Kami de la Provincia Ayopaya del Departamento de Cochabamba.

7.9.3 Sistema Interconectado Nacional.

En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la participación de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. en el mercado por retiros de energía, es del 6.1% y ocupa el cuarto lugar, luego de la empresa ELFEC que distribuye energía en el departamento de Cochabamba y participa con el 16.0%.

El siguiente cuadro comparativo, muestra la participación en el mercado nacional de todas las empresas distribuidoras.

Cuadro No. 11 Participación en el mercado nacional de empresas Distribuidoras

EMPRESA	POTENCIA kW	ENERGIA COMPRADA MWh/Año	PARTICIPACION %
CRE	391,721	2,290,470	36.3%
ELECTROPAZ	250,889	1,476,568	23.4%
ELFEO	62,345	382,235	6.1%
ELFEC	178,460	1,010,152	16.0%
CESSA	34,427	215,354	3.4%
SEPSA	60,766	383,375	6.1%
ENDE	14,654	72,153	1.1%
EMIRSA	2,000	17,970	0.3%
EMVINTO	3,941	39,447	0.6%
COBOCE	5,970	45,808	0.7%
SAN CRISTOBAL	47,337	368,319	5.8%
TOTAL SIN	1,052,512	6,301,852	100.0%

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

La participación en el mercado de las cuatro empresas distribuidoras correspondientes a las ciudades de Santa Cruz, La Paz, Cochabamba y Oruro, es del 81.8% de la energía de todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN), quedando el 18.2 % para las siete empresas restantes.

En cuanto a número de clientes la situación referida al año 2011 es la siguiente:

Cuadro No. 12 Número de Clientes de Empresas Distribuidoras

EMPRESA	CLIENTES	PARTICIPACION
ELECTROPAZ	468,289	30.2%
CRE	403,429	26.0%
ELFEC	414,381	26.7%
ELFEO	74,326	4.8%
CESSA	72,241	4.7%
SEPSA	91,918	5.9%
ENDE	26,566	1.7%
TOTAL SIN	1,551,150	100.0%

Elaboración Propia
Fuente: Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

7.10 Factores Determinantes de la Demanda – Segmentación del Mercado

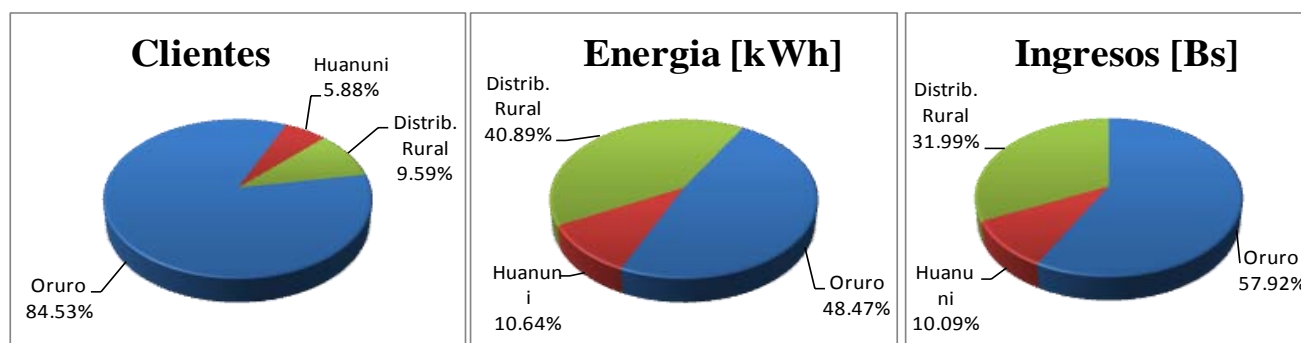
El comportamiento del mercado de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. durante la gestión 2011, se presenta mediante la segmentación de consumidores de acuerdo a categorías de usuarios, ubicación geográfica y por cada ciudad según los resultados mostrados en los siguientes cuadros.

7.10.1 Segmentación Geográfica

La segmentación geográfica, de acuerdo al área de concesión, al 31 de Diciembre de 2011 de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. es la siguiente:

Cuadro No. 13 Segmentación Geográfica Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Segmento Geografico	Número Clientes		Energía		Ingresos	
	#	%	kWh	%	Bs. Corrientes	%
Oruro	62,827	84.53%	173,533,045	48.47%	104,798,662.80	57.92%
Huanuni	4,371	5.88%	38,099,717	10.64%	18,251,297.50	10.09%
Distrib.Rural	7,128	9.59%	146,392,466	40.89%	57,879,875.70	31.99%
TOTAL	74,326	100.00%	358,025,228	100.00%	180,929,836.00	100.00%



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

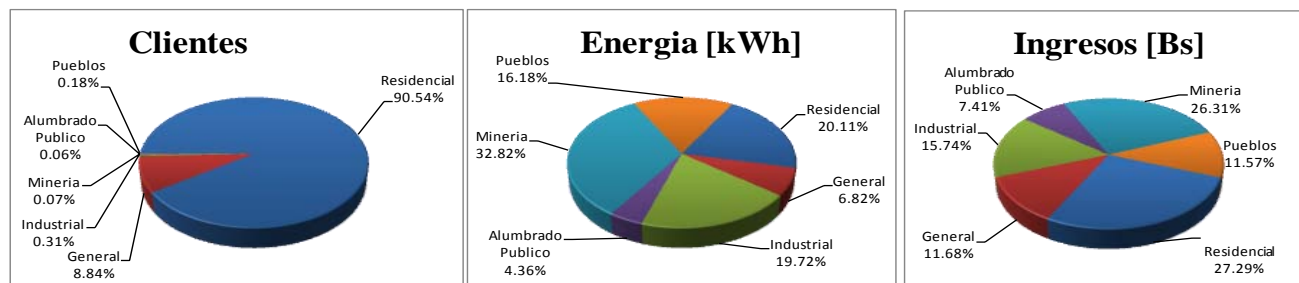
Los clientes de la ciudad de Oruro, representan el 84,53% del mercado de la empresa, consumen el 48,47% de la energía y aportan el 57,92% de los ingresos. La ciudad de Huanuni representa el 5.88% del mercado de nuestra empresa, consume el 10.64% de la energía y aportan el 10.09% de los ingresos, el segmento más importante de acuerdo a la clasificación geográfica es la Minería y poblaciones con ventas en bloque que se halla agrupado en distribución rural y que representa 9.59% del mercado, consumen 40.89% de la energía y aportan con el 31.99% de los ingresos.

7.10.2 Segmentación por Categoría

La segmentación por categorías de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 31 de Diciembre de 2011 fue la siguiente:

Cuadro No. 14 Segmentación por Categorías Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Segmento	Número Clientes		Energía		Ingresos	
	#	%	kWh	%	Bs. Corrientes	%
Residencial	67,292	90.54%	71,989,554	20.11%	49,375,587.10	27.29%
General	6,569	8.84%	24,419,456	6.82%	21,133,888.40	11.68%
Industrial	232	0.31%	70,604,358	19.72%	28,482,237.90	15.74%
Alumbrado Publico	45	0.06%	15,596,568	4.36%	13,404,462.60	7.41%
Mineria	54	0.07%	117,490,022	32.82%	47,600,624.50	26.31%
Pueblos	134	0.18%	57,925,270	16.18%	20,933,035.50	11.57%
TOTAL	74,326	100.00%	358,025,228	100.00%	180,929,836.00	100.00%



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

El mercado de energía eléctrica de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. está conformado principalmente por clientes del segmento RESIDENCIAL, los mismos representan el 90.54% de los clientes, consumen el 20.11% de la energía y es la que más aporta con el 27.18% de los ingresos de la empresa.

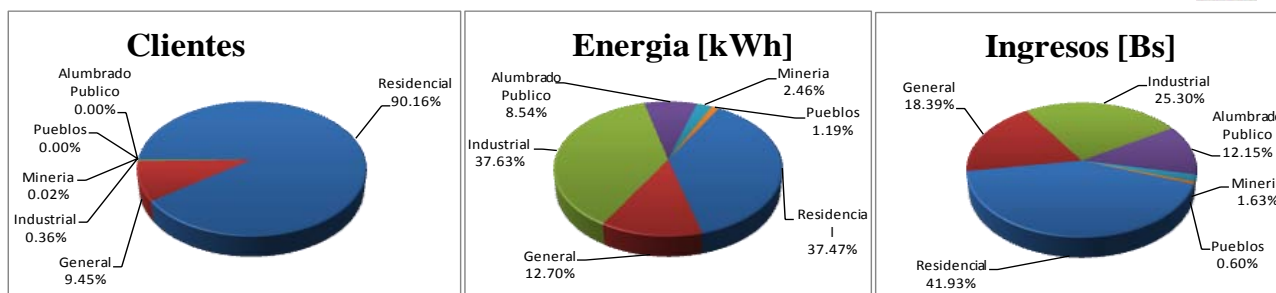
El segmento de Minería representa el 0.07% en clientes, el consumo de energía alcanza al 32.82% y tienen una participación del 26.31% en los ingresos constituyéndose en un segmento muy importante, siendo el segundo aportante después del segmento Residencial. El segmento Industrial representa 0.31% y consume 19.72% de la energía global y aportan con el 15.74% de los ingresos, ubicándose en el tercer segmento también de importancia y le sigue los segmentos General, Pueblos y por último el Alumbrado Público.

7.10.3 Segmentación por Categoría y Ciudad.

CIUDAD: ORURO

Cuadro No. 15 Segmentación por Categorías Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. Ciudad de Oruro

Segmento	Número Clientes		Energía		Ingresos		Tarifa Promedio Bs/MWh	Consumo Unitario kWh/mes/Cliente
	#	%	kWh	%	Bs. Corrientes	%		
Residencial	56,643	90.16%	65,021,174	37.47%	43,941,592.50	41.93%	675.8	96
General	5,937	9.45%	22,046,384	12.70%	19,271,780.80	18.39%	874.15	309
Industrial	228	0.36%	65,293,815	37.63%	26,513,015.40	25.30%	406.06	23865
Alumbrado Publico	3	0.00%	14,824,413	8.54%	12,729,191.00	12.15%	858.66	411789
Mineria	14	0.02%	4,276,262	2.46%	1,710,342.80	1.63%	399.96	25454
Pueblos	2	0.00%	2,070,997	1.19%	632,740.30	0.60%	305.52	86292
TOTAL	62,827	100.00%	173,533,045	100.00%	104,798,662.80	100.00%	603.91	230



Elaboración propia

Fuente: ELFEOSA

En la ciudad de Oruro, el segmento Residencial es el más importante del mercado con el 90.16% de clientes, que consumen el 37.47% de la energía y participan con el 41.93% de los ingresos.

El segmento General con el 9.45% de clientes que consumen el 12.70% de la energía y aportan el 18.39% de los ingresos con la tarifa promedio más alta, se constituye en el tercer segmento de importancia.

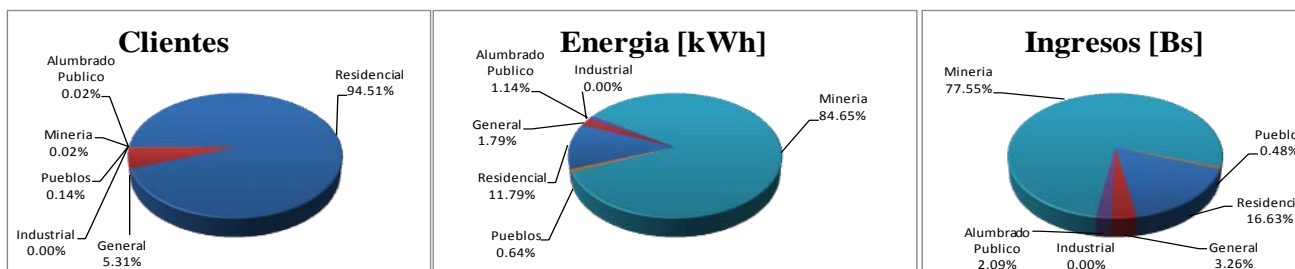
También se observa la participación del segmento Industrial, con el 0.36% de clientes que consumen el 37.63% de la energía y aportan con sólo el 25.30% de los ingresos como segundo segmento importante dentro nuestro mercado.

El consumo del segmento Alumbrado Público registra una participación del 8.54% en energía y 12.15% en los ingresos.

CIUDAD: HUANUNI

Cuadro No. 16 Segmentación por Categorías Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. Ciudad de Huanuni

Segmento	Número Clientes		Energía		Ingresos		Tarifa Promedio Bs/MWh	Consumo Unitario kWh/mes/Cliente
	#	%	kWh	%	Bs. Corrientes	%		
Residencial	4,131	94.51%	4,490,351	11.79%	3,034,931.70	16.63%	675.88	91
General	232	5.31%	681,699	1.79%	594,106.40	3.26%	871.51	245
Industrial	0	0.00%	0	0.00%	0.00	0.00%	0	0
Alumbrado Publico	1	0.02%	434,340	1.14%	381,752.50	2.09%	878.93	36195
Minería	1	0.02%	32,251,324	84.65%	14,153,258.80	77.55%	438.84	2687610
Pueblos	6	0.14%	242,003	0.64%	87,248.10	0.48%	360.52	3361
TOTAL	4,371	100.00%	38,099,717	100.00%	18,251,297.50	100.00%	479.04	726



Elaboración propia

Fuente: ELFEOSA

En la ciudad de Huanuni el segmento Residencial representa el 94.51% en clientes, que consumen el 11.79% de la energía y participan con el 16.63% de los ingresos.

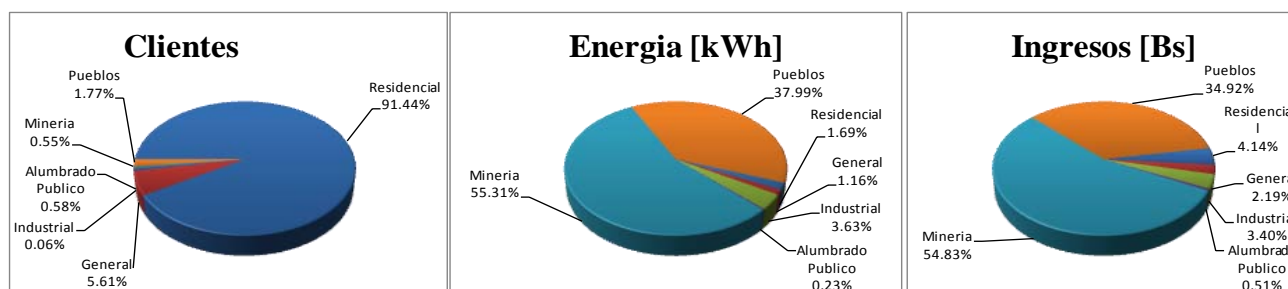
El segmento General con el 5.31% de clientes que consumen el 1.79% de la energía y participan con el 3.26% de los ingresos.

El segmento Minería representado por la única empresa COMIBOL- RBG Huanuni, tiene una participación muy importante en el consumo de energía con un 84.65% de la energía global de la ciudad de Huanuni y tiene una participación en los ingresos del 77.55%.

POBLACIONES: MINERAS Y RURALES

**Cuadro No. 17 Segmentación por Categorías Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oro S.A.
Poblaciones Mineras y Rurales**

Segmento Geografico	Número Clientes		Energía		Ingresos		Tarifa Promedio Bs/MWh	Consumo Unitario kWh/mes/Cliente
	#	%	kWh	%	Bs. Corrientes	%		
Residencial	6,518	91.44%	2,478,029	1.69%	2,399,062.90	4.14%	968.13	32
General	400	5.61%	1,691,373	1.16%	1,268,001.20	2.19%	749.69	352
Industrial	4	0.06%	5,310,543	3.63%	1,969,222.50	3.40%	370.81	110636
Alumbrado Publico	41	0.58%	337,815	0.23%	293,519.10	0.51%	868.88	687
Mineria	39	0.55%	80,962,436	55.31%	31,737,022.90	54.83%	392	172997
Pueblos	126	1.77%	55,612,270	37.99%	20,213,047.10	34.92%	363.46	36781
TOTAL	7,128	100.00%	146,392,466	100.00%	57,879,875.70	100.00%	395.37	1711



Elaboración propia
Fuente: ELFEOSA

Dentro del mercado de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oro S.A. existen poblaciones con distribución al detalle considerados poblaciones menores al igual que la venta en bloque a diferentes localidades los cuales resaltan de forma muy significativa en el mercado de nuestra empresa la actividad minera y ventas en bloque, es así que el segmento Minería representa 0.55% en clientes que consumen el 55.31% de la energía y aportan el 54.83% de los ingresos constituyéndose un mercado muy importante, seguido del segmento Pueblos que participan con el 1.77% en número de clientes, consumen el 37.99% de la energía y aportan con el 34.92% de los ingresos.

El segmento Residencial tiene una participación del 91.44% según número de clientes, consumen el 1.69% de la energía y aportan el 4.14% de los ingresos.

7.10.4 Tarifas

La tarifa del segmento GENERAL, es la más alta del mercado y por consiguiente son los directos subvencionadores del resto de las categorías, le sigue alumbrado público.

La tarifa del sector PUEBLOS, es la más baja del mercado y por consiguiente es el segmento más subvencionado.

7.10.5 Crecimiento Anual

El crecimiento anual en los últimos diez años, del número de clientes, de venta de energía, potencia de punta y el consumo anual por cliente, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 18 Crecimiento Consumo de Energía
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

AÑO	CLIENTES Nº	VENTAS DE ENERGIA MWh	POTENCIA DE PUNTA MW	CONSUMO ANUAL POR CLIENTE kWh/Año
2002	43,910	198,050	42.96	4.510
2003	46,387	194,323	41.31	4.189
2004	48,852	213,942	46.20	4.379
2005	50,842	244,782	52.75	4.815
2006	53,582	268,324	51.57	5.008
2007	56,862	292,276	58.95	5.140
2008	60,811	311,913	62.00	5.129
2009	64,899	303,610	57.24	4.678
2010	69,794	327,425	60.63	4.691
2011	74,326	358,030	62.35	4.817
Tasa Anual de				
Crecimiento *				
	6.02%	6.80%	4.23%	0.73%
* Media Geométrica				

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

La tasa media geométrica de crecimiento calculada para los últimos diez años, muestra un crecimiento en ventas de energía del 6.02% y un aumento en el consumo unitario por cliente de 0.73%.

7.11 Factores Determinantes de la Oferta

En el largo plazo, la oferta está determinada por la construcción de nuevas unidades de generación y/o líneas de transmisión y disponibilidad de hidroenergía (dependiente de comportamientos climáticos). De acuerdo con información del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el incremento de capacidad de generación, en el año 2012, en el SIN, será aproximadamente de 192 MW por la implementación de los siguientes proyectos: Guaracachi 80 MW (ciclo combinado), Valle Hermoso 40 MW, Kenko 20 MW iniciales y posteriormente 32 MW y Trinidad 20 MW, aspecto que se considera permitirá mejorar la seguridad de la operación del sistema. Adicionalmente, el Comité Nacional de Despacho de Carga ha informado que se tiene prevista, para la gestión 2014, la construcción de la línea Santivañez – La Cumbre, que mejorará las condiciones de transporte al área occidental.

La oferta de hidroenergía por parte de COBEE S.A. para el sistema Norte es estable y dependiendo de los cambios climáticos esta varía estacionalmente cada año en no más del 4%.

La oferta de energía térmica en el sistema Norte puede verse afectada por las limitaciones de transporte de gas de oriente a occidente.

La característica física de la electricidad que no puede ser almacenada, significa que los sistemas eléctricos de potencia deben ser operados para asegurar que la oferta y la demanda están continuamente balanceadas a través del sistema todo el tiempo.

7.11.1 Oferta y Demanda de Largo Plazo

En el largo plazo, la demanda está definida mayormente por el crecimiento demográfico y los ciclos económicos.

7.12 Principales Competidores y Participación de Mercado

Debido a la naturaleza monopólica del negocio de distribución de energía eléctrica, no se tienen otros competidores por lo que es una obligación del distribuidor atender el 100 % del mercado de consumidores dentro de su zona de concesión. No existen Consumidores No Regulados dentro de la zona de concesión de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

7.13 Ventajas frente a la Competencia

Las ventajas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. frente al producto energético alternativo gas natural son:

- Si bien el gas natural puede considerarse un bien sustituto de la energía eléctrica no es un sustituto perfecto, por lo que su efecto en la demanda de energía eléctrica está limitado.
- Las limitaciones de provisión de gas natural combustible para autogeneración a los posibles Consumidores No Regulados.
- Existen limitaciones del sistema de distribución de gas natural tanto en la red troncal como en la secundaria.
- No existen incentivos por parte del Estado para inversiones privadas en el sector de energía.
- No existen incentivos por parte del estado para inversiones privadas en el sector de hidrocarburos.
- Requerimientos legales y de calidad de difícil cumplimiento, impiden el cambio de estado de Consumidores Regulados a No Regulados.

7.14 Cantidades y Precios de los últimos cinco Años

En el presente apartado se realiza una exposición de las cantidades de energía, importes vendidos y tarifas promedio para el período comprendido entre las gestiones 2007 a 2011.

El siguiente cuadro muestra las cantidades de energía vendidas expresadas en MWh:

Cuadro No. 19 Energía Vendida Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Segmento	2007	2008	2009	2010	2011
Residencial	61,175	63,690	61,833	67,158	71,990
General	21,190	21,813	22,412	23,000	24,419
Industrial	53,461	60,948	62,093	66,135	70,604
Minería	100,877	106,443	98,396	106,626	117,490
Pueblos	45,871	48,837	47,487	50,928	57,925
Alumbrado Público	9,702	10,182	11,389	13,578	15,597
Ajuste	2,114	655	67	89	255
	294,390	312,568	303,677	327,514	358,280

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Los ingresos (expresados en bolivianos), generados durante los últimos cinco años son:

Cuadro No. 20 Ingresos por Venta de Energía Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Segmento	2007	2008	2009	2010	2011
Residencial	35,553,141	36,375,126	35,298,776	38,556,804	42,956,809
General	15,616,083	16,003,652	16,051,107	16,728,547	18,386,493
Industrial	17,342,881	20,656,271	20,942,429	22,434,064	24,779,548
Minería	33,256,373	36,426,002	35,009,776	37,158,852	41,412,544
Pueblos	14,635,031	16,036,476	15,119,717	15,996,533	18,211,741
Alumbrado Público	6,812,284	7,466,467	8,135,084	9,749,240	11,661,883
Sub Total	123,215,794	132,963,994	130,556,888	140,624,040	157,409,019
Ingresos Factores	-2,873,680	-3,670,918	-1,567,535	-1,465,090	546,748
Ajustes Contables	104,897	573,455	-182,822	0	-124,946
TOTAL	120,447,011	129,866,531	128,806,531	139,158,950	157,830,821

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Es importante explicar que la primera parte del cuadro muestra los datos de facturación reportados a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) en los formularios ISE clasificada por segmentos de mercado.

El concepto referido a Ingresos Factores corresponde a la aplicación del Factor de Estabilización de Distribución (FED) creado mediante Decreto Supremo No. 27302. El Fondo de Estabilización de Distribución se aplica desde enero de 2004.

Los ajustes contables están referidos principalmente al devengado de ingresos por consumos facturados en un periodo posterior pero que se deben contabilizar en el periodo.

Finalmente con los Ingresos facturados y las ventas de energía físicas se consiguen las tarifas promedio (expresado en bolivianos) que se exponen en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 21 Tarifas Promedio Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Segmento	2007	2008	2009	2010	2011
Residencial	581.17	571.13	570.87	574.12	596.71
General	736.97	733.68	716.19	727.33	752.94
Industrial	324.40	338.92	337.27	339.22	350.96
Minería	329.67	342.21	355.81	348.50	352.48
Pueblos	319.05	328.37	318.40	314.10	314.40
Alumbrado Público	702.14	733.34	714.30	718.04	747.72
Sub Total	418.55	425.39	429.92	429.37	439.35

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Es importante resaltar que la Tarifa Promedio Total Ajustada considera los ingresos de facturación y los correspondientes a ingresos factores y ajustes contables.

7.15 Medio Ambiente

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., asume como responsabilidad propia, el cumplimiento del marco regulatorio en materia medio ambiental. Por ello cumple todas las exigencias medio ambientales que rigen la materia y que son emanadas a través de la Dirección General de Medio Ambiente y Cambios Climáticos, dependiente del Vice Ministerio de Medio Ambiente, Biodiversidad y Cambios Climáticos, perteneciente al Ministerio de Medio Ambiente y



Agua. Esta Dirección regula las políticas ambientales respecto a las actividades de la industria, las mismas que deberán estar orientadas a los fines de Desarrollo Sostenible.

El documento técnico que marca el inicio del proceso de Evaluación del Impacto Ambiental (EIA), es la “Ficha Ambiental” que se constituye en instrumento para la determinación de la categoría de acuerdo al Art. 25 de la Ley. Este documento, que tiene categoría de declaración jurada, incluye información sobre el proyecto, obra o actividad, la identificación de impactos y posibles soluciones. Su evaluación deberá estar regida bajo los siguientes niveles:

- Categoría 1.* Requiere de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) analítico e integral.
- Categoría 2.* Requiere de EIA analítico específico.
- Categoría 3.* No requiere de EIA analítico pero puede ser aconsejable su revisión conceptual. La autoridad solicita PPM (Programa de Prevención y Mitigación) y PASA (Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental)
- Categoría 4.-* NO requiere de EIA

El Decreto Supremo No. 27173 de fecha 15 de Septiembre de 2003, en su artículo 2º, amplía el listado de actividades comprendidas en la **categoría 4** a las siguientes actividades:

- *Ampliación de Líneas Eléctricas*
- *Densificación del Servicio Eléctrico*

A los cuales les impone las siguientes limitaciones:

- *No deben construirse en áreas protegidas.*
- *Los aceites dieléctricos no deben contener PCB's.*
- *No debe contemplar una Subestación de potencia.*
- *No debe contemplar instalación de Líneas de Transmisión.*

En consecuencia, la ampliación de redes de distribución de energía eléctrica y la densificación del servicio, no requieren una Evaluación de Impacto Ambiental.

Producto de su compromiso con el medio ambiente y su cuidado, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. en los últimos tiempos ha realizado un programa de retiro y reemplazo de condensadores y transformadores con contenidos de PCB's.

Entre los trabajos comprometidos con la Autoridad Ambiental se destaca la construcción de cámaras de contención de aceite dieléctrico y pasillos de circulación en las diferentes subestaciones de la Empresa durante el periodo 2012 –2015 así como también la adecuación del actual espacio que se tiene para el confinamiento de equipos con contenidos de PCB's.

Al presente se encuentra en proceso la obtención de la Licencia para Actividades con Sustancias Peligrosas (LASP), en coordinación con la consultora INNOVA, que también se encuentra apoyando en el informe de Monitoreo solicitado por el Ministerio de Medio Ambiente y Agua.

En la gestión 2005 –2006 se gestionó el manifiesto Ambiental para las actividades de la empresa obteniendo la “DECLARATORIA DE ADECUACION AMBIENTAL (DAA) N° 020101-040101-050101-06-DAA-851-06 como proyecto “SISTEMA DISTRIBUCIÓN ELECTRICA ELFEO”, otorgada por el Ministerio de Desarrollo Sostenible.

7.16 Estrategia Empresarial

7.16.1 Política Comercial

La Superintendencia Comercial de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., ha desarrollado políticas comerciales que rigen las relaciones con los clientes.

La calidad y la rentabilidad son los dos fundamentos de la política comercial de cualquier empresa que pretenda estar a la cabeza de su sector y no simplemente subsistir.

Consideramos importante enfatizar la definición acertada de la calidad, de la que va a depender la satisfacción de los clientes y lograr la rentabilidad, que diferencia a las empresas en un entorno competitivo.

La Superintendencia Comercial de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. es protagonista en la definición y establecimiento de la política comercial de calidad, que establece las directrices en temas de vital importancia como el suministro de energía, manejo de contratos, medición, eficiencia energética, lectura, facturación, cobro y atención de reclamaciones, además de la gestión de importantes recursos humanos y económicos.

Las Políticas Comerciales definen la identidad de nuestra empresa en tanto seamos capaces de convertirlas en realidad, comportándonos coherentemente con ellas en todos los niveles de la organización.

En estas políticas están recogidos los valores básicos, que de forma permanente, deben guiar nuestro comportamiento, destacándose entre ellos los de transparencia, rectitud, legalidad y profesionalidad.

La mayoría de estas Políticas Comerciales, confirman prácticas habituales en la empresa avaladas por la experiencia. En la mayor parte de los casos se deben al cumplimiento de la normativa vigente y en otros a lineamientos internos adoptados a partir de situaciones generadas en la práctica.

Todas estas Políticas Comerciales forman la base de nuestra actuación y aunque no es descartable, sino más bien imprescindible, que las circunstancias del mercado y entorno, así como nuestras propias reflexiones internas, nos lleven a modificarlas. En tanto esto sucede, estas políticas serán el fundamento para la definición de procesos, el establecimiento de procedimientos y la base de las decisiones de la operativa diaria.

7.16.1.1 Políticas Generales

7.16.1.1.1 Cumplimiento riguroso de la legislación

Nuestra condición histórica de suministrador exclusivo en las zonas geográficas que atendemos, ha provocado que nuestros clientes, no hubieran podido elegir otros agentes que puedan otorgarles el suministro. Esta situación, nos expone a críticas en caso de incumplimiento de nuestras obligaciones.

Esta situación nos obliga a mantener, en todos nuestros procedimientos y actuaciones, una posición de riguroso cumplimiento de la regulación administrativa a la que estamos obligados, evitando cualquier inobservancia en perjuicio del cliente.

Así debemos situarnos en posiciones que estemos dispuestos a defender públicamente y en cualquier instancia administrativa o judicial evitando, en particular, posturas de las que tengamos que retroceder en cuanto sean contestadas pública, administrativa o judicialmente.

7.16.1.1.2 Información íntegra

Respetamos el derecho del cliente a conocer las condiciones de la tarifa; energía, potencia y condiciones del contrato. La información que proporcionamos a nuestros Clientes es veraz y completa, resaltando las ventajas e inconvenientes de cada alternativa, para que nuestros Clientes dispongan de la información necesaria para elegir aquello que se ajuste no sólo a sus condiciones objetivas, sino a sus preferencias personales. En este sentido, es importante poner en su conocimiento lo que la Norma de Aplicación Tarifaria establece para el nivel de demanda y categoría tarifaria a la que acceda.

Cuando el cliente requiera el asesoramiento respecto a temas eléctricos, será el más beneficioso para sus intereses, debido a que estamos convencidos que la defensa de los intereses de nuestros clientes es a la larga lo que más nos conviene.

La información que se brinda al cliente es uniforme, es decir independiente del lugar o vía mediante la cual se proporcione.

7.16.1.1.3 Trato Amable y Cortés

Buscamos que nuestra relación con los clientes se aproxime a la propia de una empresa que necesita conquistarlos que a la de una empresa a la que necesariamente deben recurrir. Si acaso, debiéramos esmerarnos aún más en este aspecto debido a la sensibilidad de nuestros clientes por el hecho de saberse cautivos. En particular, hay que prestar una especial atención a nuestros escritos, cuyo tono imperativo refleja, a veces, el convencimiento interno de que nuestros clientes no tienen más remedio que serlo.

Nuestro atuendo y la presencia deben corresponder a la deferencia debida a nuestros clientes, tanto si son atendidos en nuestras oficinas como en sus domicilios o lugares de trabajo. Respetamos el derecho de los clientes a conocer el nombre de su interlocutor y su responsabilidad en la empresa.

7.16.1.1.4 Minimización de requisitos

Los requisitos exigidos al cliente, para la atención de cualquier solicitud, son única y exclusivamente los establecidos en la normativa vigente, evitamos exigir información innecesaria o que presente dificultades en su obtención.

7.16.1.1.5 Solución de los problemas

No existe, posiblemente, nada que los clientes aprecien o valoren más que las facilidades otorgadas para resolver los problemas. De ahí, seguramente, el agradecimiento de los clientes cuando se muestran satisfechos hacia las empresas cuyo negocio es la resolución de problemas, o su rechazo hacia esos mismos negocios cuando en lugar de resolver los problemas los complican.

Es importante situarnos en la posición del cliente para comprender su problema y siempre respetar la presunción de buena voluntad de sus planteamientos.

Las soluciones serán en algunos casos sencillos y en otros complicados, pero tenemos que ser nosotros los que se las busquemos y facilitemos. Nuestra actuación está presidida por el criterio de resolver problemas y no crearlos.

7.16.1.1.6 Transparencia

El cliente tiene derecho a saber el porqué de nuestras acciones, la justificación detallada de los importes que se le cobran y, en general, a ser respondidos con seriedad a cualquier pregunta o reclamación.

7.16.1.1.7 Agilidad en la gestión

Más allá de los límites impuestos por la reglamentación vigente, debemos pensar que el tema de los plazos es un aspecto que en muchas ocasiones puede ser apremiante para nuestros clientes que necesitan, no sólo que les resolvamos sus problemas, sino que lo hagamos para cuando él lo precisa, por lo tanto tomamos estos plazos como el tiempo máximo de atención y procuramos que la empresa actúe en tiempos menores a los límites, y mejor aún, si podemos adecuarnos a los plazos de nuestros clientes, cuando ello no sea posible le informamos los motivos.

7.16.1.1.8 Publicidad orientada al cliente

La calidad percibida por nuestros clientes es difícilmente mejorable a través de una publicidad basada en poner de manifiesto nuestras excelencias cuando los clientes cuentan con la constatación directa de su relación con nosotros. Si queremos mejorar su apreciación a base de comunicación y publicidad, tendrá que ser a fuerza de que ésta suponga en sí misma un beneficio para el cliente.

Por ello, nuestra aparición publicitaria en medios de comunicación tiene que ir encaminada a informar oportuna y verazmente.

7.16.1.1.9 Firmeza en la defensa de nuestros intereses

Los principios anteriores, que claramente se orientan al trato excelente a nuestros clientes, no están reñidos con la firmeza en la defensa de nuestros intereses, en particular los económicos, a los que se debe prestar una conveniente atención debido a la tendencia a consolidarse dificultando su resolución.

Cualquier cesión en nuestros derechos, además de ser un perjuicio en sí misma, nos coloca en una situación de debilidad frente al resto de nuestros clientes, que entienden que tienen iguales derechos a obtener las mismas concesiones, y debe tener siempre una contrapartida equitativa de forma que pudiera extenderse el acuerdo a otros clientes en condiciones similares.

Por lo tanto, los tratamientos singulares que supongan una renuncia, aunque mínima, de nuestros derechos, deben eliminarse de nuestro comportamiento, debido a que se abre la puerta a la discrecionalidad y son contrarios a los intereses de la mayoría de los clientes que cumplen con sus obligaciones.

Aunque pueda beneficiar al cliente, no entenderemos como calidad el medir de menos, el dejar de facturar lo que nos corresponda o el cobrar tarde y mal.

7.16.1.1.10 Rentabilidad en nuestros gastos e inversiones

Todos nuestros gastos e inversiones tienen que estar plenamente justificados por alguno de los principios de mejora de la rentabilidad o de la calidad. Dado que el dinero es un recurso limitado, conviene seleccionar aquellos gastos e inversiones en función del análisis costo-beneficio y en estricta observancia a los parámetros aprobados por el regulador.

Este principio debe interpretarse en sentido amplio, evitando cualquier despilfarro, suprimiendo procesos y operaciones inútiles, eliminando ineficiencias y cumpliendo los índices de calidad que la normativa prescribe.

7.16.1.2 Nuevos suministros

7.16.1.2.1 Áreas urbanas

Corresponde a aquellas áreas que como indica su nombre están en sectores urbanizados, en la zona de concesión, la construcción de infraestructura eléctrica estará diseñada y construida según lo especificado por la Ley de Electricidad y sus reglamentos y según lo especificado en la normativa técnica emitida por IBNORCA (NB-777) e instituciones de acreditación anexas.

De acuerdo al reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad (RSPSE), la persona individual o colectiva que solicite un nuevo servicio deberá cumplir los Requisitos Personales y los Requisitos Técnicos.

La persona individual o colectiva que desee acceder al servicio presentará su solicitud a Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. personalmente o vía telefónica, especificando sus generales y la información necesaria.

La solicitud de servicio tendrá el carácter de declaración jurada respecto a la información proporcionada por el solicitante.

7.16.1.2.2 Aceptación de la solicitud

Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. acepta o rechaza la solicitud luego de la revisión de requisitos personales a cargo del Departamento de Atención Clientes y de requisitos técnicos establecidos por el Departamento de Nuevos Suministros, para luego ser comunicada al solicitante, en el plazo máximo de tres (3) días hábiles administrativos, computables a partir de su recepción.

Las solicitudes que no cumplan los requisitos exigidos, especificando las causas que lo motivan, serán rechazadas por la Empresa.

7.16.1.2.3 Áreas no urbanizadas

Rige estrictamente lo estipulado en el artículo 13 del Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad (DS. 26302), correspondiente al tratamiento de infraestructura eléctrica en áreas no urbanizadas en la zona de concesión.

Se observará que la inversión sea eficiente de acuerdo con los criterios establecidos por el regulador.

7.16.1.2.4 Cumplimiento de plazos

Las solicitudes de nuevos suministros y de puesta en servicio, teniendo en cuenta las necesidades de los clientes, serán atendidas en los plazos estipulados en el Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad (DS. 26302) así como en el Reglamento de Calidad de Distribución (DS. 26607).

7.16.1.3 Contratación

7.16.1.3.1 Contrato de Suministro

De acuerdo al Artículo 11 del Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad, el contrato de suministro se sujetará a las disposiciones de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, los códigos de Comercio y Civil, del contrato de concesión del Distribuidor y las Resoluciones que emita el regulador en ejercicio de sus funciones.

Todo suministro debe tener un contrato. Es importante que si otorgamos un suministro se contrate, mida, lea y facture Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

7.16.1.3.2 Contratos de acuerdo con los reglamentos

No se realizarán contratos con condiciones diferentes a las establecidas en la normativa, ni cambios de categoría tarifaria. En caso que se requiera realizar el cambio de categoría de un consumidor, se efectuará si se observa una modificación del patrón de consumo por más de seis meses consecutivos. La re categorización se realizará de acuerdo a la clasificación detallada en la Norma de Aplicación Tarifaria (NAT) y en las condiciones que esta establezca. Para medianas y grandes demandas el consumidor debe proveer el equipo de medición requerido.

Cualquier consumidor puede solicitar su re categorización en una categoría superior, aun cuando no se haya observado una modificación de su patrón de consumo, siempre y cuando disponga del equipo de medición necesario que permita registrar todos los parámetros requeridos.

7.16.1.3.3 Cobro de depósito de garantía

El cobro del depósito de garantía se aplica a todas las categorías vigentes a la fecha y el monto deberá sujetarse a las estipulaciones establecidas en la normativa.

7.16.1.4 Puesta en servicio

7.16.1.4.1 Cita previa

Nuestros clientes aprecian, posiblemente aún más que la rapidez en la puesta en servicio, el conocer con exactitud el momento en que ésta se va a producir, debido a que les evita esperas inútiles y pérdidas de tiempo, por lo que nuestra organización y proceso de puesta en servicio se diseñan de forma que el momento sea acordado con los clientes para cumplirlo con una tolerancia máxima de 2 horas.

7.16.1.4.2 Rapidez

Se establece como norma que el suministro será otorgado en un plazo inferior a 72 horas, a partir de la formalización del contrato, salvo que el cliente exprese otra necesidad diferente.

7.16.1.4.3 Verificación de instalaciones

Entendemos como Verificación de Instalaciones a la comprobación, en sitio, de las condiciones en las cuales se ha instalado el medidor y se habilitará el servicio. Las pruebas realizadas deben regirse a un procedimiento y realizarse en presencia del cliente cuando sea posible.

7.16.1.5 Medida

7.16.1.5.1 Medida de todos los suministros

Se instala siempre la medida adecuada para cualquier suministro de energía desde nuestra red, incluyendo aquellos suministros propios que no vayan a ser facturados.

Solamente los suministros eventuales de corta duración y de pequeña demanda podrán otorgarse excepcionalmente sin medidor efectuando una liquidación previa de los consumos estimados.

La medida se adecuará siempre a la tarifa y condiciones de los contratos de forma que se eliminen las estimaciones en las que una de las partes, el cliente o nosotros, salga perdiendo.

Se evita, dentro de lo posible, los períodos sin medida y para ello es fundamental que se disponga, siempre en el almacén, de los equipos necesarios, Igualmente, se exigirá a los clientes que precisen suspender y/o trasladar los

equipos de medida que el período para esta situación sea el mínimo imprescindible y en cualquier caso inferior a 24 horas.

Se evita también los suministros que compartan medida (comunitarios).

7.16.1.5.2 Propiedad del medidor

Para consumos de pequeña demanda, monofásicos, Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. instala el medidor correspondiente de su propiedad, para Pequeñas Demandas trifásicas, Medianas y Grandes Demandas se solicita al cliente que provea el medidor y su correspondiente equipo de medición.

7.16.1.5.3 Control de potencia

Observando la política general de medir todo aquello que vaya a formar parte de la facturación, en los casos requeridos se dispone siempre de medidor con registrador de demanda.

7.16.1.5.4 Puntos de suministro sin contrato

Cuando en un punto de suministro no exista contrato, debido a que aún no se ha realizado o porque se hubiera producido una suspensión del servicio se dejará sin ningún elemento de medida y en condiciones que no faciliten que el futuro cliente se conecte por sí mismo. La existencia de equipos de medida en puntos de suministro sin contrato, además de ser una inversión improductiva y ocasionar gastos innecesarios en lecturas, es síntoma de desorden y suele ser un elemento de fricción con el cliente cuando se detecta que está consumiendo sin contrato.

7.16.1.5.5 Verificación y cambio de la medida

Se considera la medida como un elemento de equidad en la relación con nuestros clientes, por lo que se establecen sistemas de verificación de la medida y de renovación de la misma, de modo que se garantice la no existencia de errores que puedan ir en perjuicio de alguna de las partes.

Para toda modificación en los equipos de medida, se realiza una comunicación al cliente que le permita estar presente en dicha actuación.

7.16.1.6 Lectura

7.16.1.6.1 Lectura real

La facturación se realiza sobre la base de lecturas reales, salvo dificultades temporales en el acceso al lugar donde se encuentra el medidor, en cuyo caso se efectúa una estimación en base a lo establecido en el Reglamento de Servicio Público de Suministro.

7.16.1.6.2 Clientes habitualmente no leídos

Se buscará minimizar el número de clientes ausentes o no leídos. Para ello, se extremarán las posibilidades de obtener la lectura real por todos los medios que están a nuestro alcance. Si a pesar de lo anterior, no se puede realizar la lectura, se facilita a los clientes ausentes la posibilidad que sean ellos directamente quienes la proporcionen.

El acuerdo con nuestros clientes establece la verificación de la lectura del medidor por lo menos tres veces al año.

Los ausentes reiterativos o servicios con dificultad permanente de lectura, son objeto de análisis por parte del personal de validez.

7.16.1.7 Facturación

7.16.1.7.1 Comprensión de las facturas

Observando las normas establecidas por la legislación vigente, se buscan evaluaciones para introducir mejoras en nuestras facturas, de manera que la misma sea muy clara para nuestros clientes.

7.16.1.7.2 Asesoramiento espontáneo a clientes

Cuando se detecten situaciones en que las condiciones de un contrato estén dando lugar a facturaciones perjudiciales para los intereses de nuestros clientes, se tomarán previsiones para analizar cada caso y tomar la acción más adecuada.

7.16.1.8 Cobro

7.16.1.8.1 Pago en la cooperativa de teléfonos, entidades bancarias y financieras

El procedimiento de pago eficaz y cómodo para nuestros clientes y para nosotros es la opción del débito automático en las entidades bancarias y financieras con las que tenemos acuerdo. Como segundo procedimiento de pago, cuando no sea posible que el cliente se inscriba al débito automático, se recomienda el pago en las agencias de la cooperativa de teléfonos (COTEOR), las entidades bancarias y financieras que cobran nuestras facturas.

Todas las entidades bancarias, financieras y COTEOR están incorporadas al sistema de cobranza en línea, de manera tal que la información de los pagos realizados se proporciona oportunamente.

7.16.1.8.2 Plazo para el pago de nuestras facturas

El plazo para el pago de las facturas de nuestros clientes es de 30 días a partir de la emisión de la misma.

7.16.1.8.3 Proceso de corte

Se presta particular atención al proceso de corte, debido a que la inobservancia a las condiciones establecidas en la normativa perjudicaría a la Empresa y a los Clientes.

El proceso de corte tiene cuatro momentos espaciados en el tiempo: el corte, la suspensión, la baja de los clientes en el sistema comercial y el desmantelamiento del servicio.

El corte, conforme a la normativa, se aplica al vencimiento de la segunda factura dentro del plazo establecido para el ingreso de la cobranza diferida e inexorable con los morosos y extraordinariamente sensible para evitar los cortes indebidos.

El proceso de suspensión, se aplica a los siete días hábiles después de haberse efectuado el corte en todos aquellos clientes que no hubiesen cancelado hasta esa fecha, y en aquellos que no se haya podido cortar en anterior oportunidad.

La normativa nos faculta a efectuar el corte del servicio por falta de pago sin necesidad de trámite o procedimiento alguno, por tanto debemos ejercer nuestro derecho de la manera más adecuada posible y respetando la reglamentación.

La reconexión de un suministro al que se haya cortado ó suspendido por falta de pago, se realiza de la manera expedita en un máximo de 24 horas después de haberse cancelado la deuda vencida que origina el corte, de acuerdo a la normativa.

En los servicios en los que no se hubiera cancelado la totalidad de la deuda vencida o no en los que no se hubiera llegado a un acuerdo de pago con la empresa en términos razonables, se dan de baja en el sistema comercial, noventa días calendario después de la suspensión efectuada en campo. Plazo después del cual, no podrán solicitar la reconexión del servicio; solamente podrán tener servicio una vez que hayan cancelado sus deudas tramitando un servicio nuevo y cumpliendo las disposiciones en vigencia.

El proceso de corte y suspensión incluye a los suministros de las Alcaldías y Gobierno.

7.16.1.8.4 Cobro a clientes institucionales

Es particularmente importante reducir la morosidad de las instituciones gubernamentales nacionales, locales y de los municipios debido a que, al margen de su elevado costo financiero, suele ser interpretado, por la sociedad en general e incluso por su parte, como una muestra de desorganización, ineficacia y debilidad. Consecuentemente, se intensifica la gestión dirigida a reducir al máximo la deuda de las diversas entidades dependientes de la Administración Estatal.

Se aplican, con todo rigor, los Planes de Recuperación de Deudas de Municipios y Gobierno, cuando dichas entidades públicas tengan dos facturas vencidas como cualquiera de nuestros clientes, coordinando con los encargados de pago de cada una de estas instituciones, los que pagan mediante el sistema SIGMA o con los que pagan sus facturas de manera directa.

7.16.1.8.5 Tratamiento de morosos

En los casos de los clientes que estén con el servicio suspendido, solo se factura el último índice si corresponde y no se emitirá ninguna factura posterior, salvo que se produzca la reconexión del servicio por pago de la deuda.

Existen procedimientos adecuados para recuperar las deudas de clientes que se han dado de baja. En particular, el sistema de información detecta aquellos clientes en esa situación cuando intenten contratar un nuevo servicio, en cualquier punto de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. a fin de que les pueda ser negado el suministro por deudas pendientes.

7.16.1.8.6 Lo correctamente facturado no se modifica

En cualquier acuerdo para la resolución de deudas de morosos no se admite, en ningún caso, corregir facturaciones correctamente efectuadas.

7.16.1.8.7 Reclamación de intereses por mora

A fin de reforzar nuestra posición en la reclamación de cantidades adeudadas por facturación de energía, poner de manifiesto los perjuicios que se nos ocasiona e incluso resarcirnos de los mismos, se calculan los intereses por mora a todas las cantidades abonadas o pendientes de abono con posterioridad a la fecha de vencimiento, de acuerdo al porcentaje fijado en la reglamentación. En ningún modo este criterio puede debilitar el proceso de corte.

Incluso su aceptación por parte del cliente no es razón suficiente para admitir retraso en los pagos. La suspensión del corte solamente será admisible si además del cobro de los intereses por mora, el cobro de la deuda está totalmente garantizado.

Los intereses por mora, que serán reclamados automáticamente por el sistema de información, serán aquellos que legalmente nos correspondan en cada momento.

7.16.1.8.8 Dotación para insolvencias

Esta establecida la oportuna dotación presupuestaria para estas situaciones.

7.16.1.9 Inspección

7.16.1.9.1 Errores y fraude

La inspección que realiza el personal de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. tiene como objetivo identificar las situaciones de fraude, así como los errores propios que afectan a la facturación.

En aquellos casos en que se detecten suministros sin contrato, la actuación de inspección debe buscar la pronta eliminación de esa situación con la supresión de suministro o facilitar su contratación, de acuerdo a lo dispuesto por la legislación vigente.

7.16.1.9.2 Seguimiento de los consumos

El sistema de información detecta aquellas situaciones anómalas que deben ser investigadas por la inspección: suministros sin consumo, variaciones bruscas en el consumo, horas de utilización excesivamente altas o bajas, etc.

7.16.1.9.3 Personal en contacto con la red

Existen los mecanismos oportunos para que el personal en contacto con la red (lectores, cortadores, inspectores, instaladores de medida, personal de reclamos, etc.) pueda contribuir a la detección de situaciones de posible fraude o error.

7.16.1.9.4 Tramites ejecutados y no contratados

Se vigilan aquellas situaciones en que una petición de suministro no va seguida, en un tiempo prudencial, del correspondiente contrato.

7.16.1.9.5 Suministros cortados por falta de pago

Igualmente se establece un seguimiento de los suministros en esta situación, que incluye las acciones de recuperación de la deuda.

7.16.1.10 Reclamaciones

7.16.1.10.1 Análisis de las reclamaciones

La Ley de Electricidad establece el régimen de atención de reclamos a través del sistema ODECO (Oficina del Consumidor) que se basa en los Reglamentos de Servicio Público de Suministro y la Ley de Procedimiento Administrativo (D. S. 26302 y 27172).

Las reclamaciones se consideran como una fuente importante de comunicación con el cliente y como una oportunidad para recuperar la credibilidad ante clientes especialmente descontentos.

Adicionalmente, se consideran como una fuente de mejora, por lo que se aprovechan para detectar los fallos existentes en nuestros procesos y sistemas, para adoptar las medidas correctivas oportunamente.

7.16.1.10.2 Atención de todas las reclamaciones

Las reclamaciones son atendidas en un plazo preferentemente inferior a 24 horas, cualquiera que sea el medio en el que se presenten.

Cuando el tiempo de solución definitiva es superior a 24 horas, se aclara en el formulario de respuesta estableciendo la fecha de solución de la reclamación.

7.16.1.10.3 Seguimiento de las reclamaciones

El sistema ODECO establece el control, que permite conocer el número de reclamaciones recibidas, los tiempos de atención y solución y sus motivos, con independencia del medio elegido para presentar la reclamación en Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

7.16.1.10.4 Reclamos que generen ajustes

Si como consecuencia de un reclamo, se probara que ha habido error en la facturación, se efectúa el ajuste correspondiente en la factura.

7.16.1.11 Sistemas de información de clientes

7.16.1.11.1 Importancia y extensión

La atención a nuestros clientes se realiza con la ayuda de un sistema de información adecuado. Este sistema no sólo es la herramienta necesaria para aplicación de las políticas comerciales, sino que los condiciona en muchos casos, por lo que su desarrollo y mantenimiento tiene una atención preferente.

7.16.1.11.2 Confidencialidad de los datos

Los datos contenidos en el Sistema de Información de Clientes se consideran confidenciales, y no serán revelados a terceras personas, salvo a requerimiento explícito de las autoridades judiciales y administrativas a las que legalmente estemos obligados atender.

7.16.1.12 Puntos de atención al cliente

7.16.1.12.1 Atención telefónica

El servicio telefónico de atención al cliente tiene un desarrollo prioritario, buscando la optimización y ampliación de los recursos y ofreciendo el mayor número posible de servicios durante las 24 horas del día y los 365 días del año.

Se considera que la atención telefónica es una herramienta fundamental que facilita a los clientes su relación con la empresa, evitándoles desplazamientos y esperas innecesarias, mientras que para nosotros supone un instrumento más eficaz que las agencias.

7.16.1.12.2 Atención en agencias u oficinas

Aun cuando el flujo de clientes en nuestras agencias ha disminuido con el pago en las agencias de COTEOR, Bancos y Entidades Financieras, se mantiene en nuestras agencias un nivel aceptable de atención para aquellos clientes que por las circunstancias que sea prefieran el trato personal. Este nivel aceptable incluye un ambiente y espacios agradables para la espera y sitios adecuados para la atención que faciliten la comunicación y la sensación de privacidad.

7.16.1.12.3 Apoyo del resto de la organización

Las personas que están atendiendo a los clientes deben actuar observando los procedimientos y criterios establecidos.

7.16.1.12.4 Información sobre trámites y eventos en el suministro

El servicio de atención telefónica proporciona a nuestros clientes toda la información solicitada inherente al suministro, incluye la recepción de solicitudes nuevas de contratación, gestión de reclamaciones técnicas y comerciales del suministro, información sobre las mismas (cortes programados, averías, duración, motivos y tiempo previsto para la normalización) y el seguimiento hasta su solución.

Estos procesos consideran los plazos y aspectos previstos en la normativa vigente.

7.16.1.13 Promoción del mercado

7.16.1.13.1 Incremento del mercado

En general, todos los incrementos de mercado se consideran interesantes para Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

7.16.1.13.2 Incentivos al incremento de mercado

En la medida de las posibilidades presupuestarias de la Empresa, se desarrollan programas de incentivo a la conexión de nuevos clientes y al incremento del consumo.

7.16.1.13.3 Subvenciones

Conforme a los criterios establecidos en la normativa del sector eléctrico, se establece la inexistencia de subvenciones.

Queda exceptuada la subvención al sector residencial de bajos consumos que se otorgó dentro del alcance del Convenio de Alianza Estratégica con el Gobierno el año 2006 y que fue ratificado mediante un nuevo convenio en la gestión 2010 (Tarifa Dignidad).

7.16.1.13.4 Gestión de la demanda

Se entiende por gestión de la demanda (GDE) el conjunto de actividades, tecnologías y servicios ofrecidos por las empresas eléctricas a sus clientes para influir sobre el uso que hacen de la electricidad y conseguir la utilización más eficiente de la misma.

Estas actuaciones son coincidentes en general, con la posición de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. de promover iniciativas de uso eficiente de la energía aun cuando en ocasiones representen una disminución del consumo.

Como criterios generales de gestión de la demanda se pueden citar los siguientes:

Todos los consumos que se realicen fuera de las horas punta son generalmente interesantes desde el punto de vista de la utilización de nuestras instalaciones.

Se considera de interés que los consumos tengan un factor de potencia tan próximo a la unidad como sea posible.

Se debe de poner de manifiesto a los clientes las posibilidades que tienen en las estructuras de tarifas (discriminación horaria y energía reactiva), y las ventajas económicas que pueden obtener con el fin de que decidan lo que consideran más conveniente a sus intereses.

7.16.1.13.5 Aplicaciones de la electricidad

La mayoría de los clientes identifica la electricidad con el uso que hacen de ella, por lo que debemos estar en disposición de informar, asesorar y promocionar sobre las aplicaciones más habituales de la electricidad.

Para los clientes industriales y mineros se realizan asesoramientos personalizados para el uso eficiente de la energía.

7.16.1.13.6 Imagen real

La Superintendencia Comercial de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. considera que la imagen que proyectamos debe estar basada en la realidad de lo que somos y por ello toda campaña de mejora de imagen tiene que tener un fundamento sólido.

- Este fundamento se debe apoyar en aspectos tales como:
- Atención excelente a los clientes.
- Actuaciones concretas de desarrollo de mercado.
- Mejora permanente de procesos.
- Patrocinios y donativos, presencia en ferias y otras actividades sociales que puedan tener un impacto real favorable para la empresa.
- En consecuencia, nuestros esfuerzos económicos y personales están dirigidos a estos aspectos mencionados.

7.16.1.14 Organización y personal

7.16.1.14.1 Organización comercial

La Superintendencia Comercial de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. se establece con el fin de prestar la mejor atención posible a nuestros clientes, y para ello se estructura con las siguientes unidades operativas:

- Atención a Clientes
- Gestión Comercial
- Clientes Especiales
- Medida y Eficiencia Energética

Las unidades de Atención a Clientes proporcionan una atención excelente a los clientes de su segmento correspondiente con criterios de eficacia, economía y rentabilidad.

La unidad de Gestión Comercial atiende las actividades de facturación, gestión de la cobranza y control de calidad del servicio comercial.

Las unidades de Clientes Especiales efectúan la gestión comercial de aquellos clientes que, por su importancia, se estima oportuno realizarla de forma personalizada.

La unidad de Medida y Eficiencia Energética es la responsable del control y uso eficiente del parque de medida y equipos auxiliares con el que contamos y por otra parte tiene como una de sus tareas centrales la de llevar adelante el control de Pérdidas Técnicas y No Técnicas.

7.16.1.14.2 Personal propio y contratado

Dentro del principio de minimización del costo y de la estructura propia, la Superintendencia Comercial de Empresa de la Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. considera que debe buscarse la ocupación total de los recursos humanos propios en aquellas tareas que supongan actividades o competencias esenciales de nuestro negocio.

El personal contratado, que realiza actividades consideradas eventuales o no esenciales del negocio, actúa con los mismos criterios, siendo nuestra responsabilidad que así ocurra.

7.16.1.14.3 Evolución permanente

La organización comercial es un medio para desarrollar la estrategia comercial y alcanzar los objetivos previstos, y por tanto debe hallarse en permanente evolución acorde con las modificaciones de la estrategia que se vayan produciendo.

7.16.1.14.4 Capacitación del personal

La calidad del servicio se fundamenta básicamente en la motivación profesional y formación permanente de nuestro personal en los que se presta continuada y preferente atención.

7.16.2 Política de Inversiones

La política de inversiones de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. busca el crecimiento, en el corto y largo plazo, tanto de la rentabilidad y el valor para sus accionistas como del valor del servicio entregado en toda el área de servicio de la empresa, requerido por el crecimiento de la demanda de nuestra zona de concesión, del crecimiento de ésta, así como del abastecimiento de toda la demanda incremental en las áreas ya servidas. Permitiendo el acceso al servicio público de suministro de electricidad con criterios de universalidad. Para lograr esto se orienta toda la inversión mediante una estrategia basada en la necesidad de incorporar instalaciones nuevas y/o reemplazos para el abastecimiento de energía eléctrica y administración de instalaciones en el área de concesión.

En este sentido se define la inversión orientada a atender dos tipos de crecimiento de consumo: Vertical y Horizontal. En la ciudad de Oruro y el área rural, si bien la mayor demanda en inversiones por requerimiento de nuevos servicios viene del crecimiento horizontal, dado que existe un crecimiento inusual debido a las nuevas urbanizaciones producto de la migración del campo a la ciudad. El crecimiento vertical está relacionado a atender el incremento de la demanda en las industrias y empresas mineras en el área de concesión.

Adicionalmente se encuentran las inversiones requeridas por temas de seguridad de personas, medio ambiente, cumplimiento de las normativas de calidad y las normativas de reordenamiento urbano que emiten los gobiernos municipales de las ciudades donde se desarrolla nuestra actividad.

Asimismo, el contexto competitivo marcado por los cambios reglamentarios del Sector Eléctrico, impone invertir lo necesario para alcanzar índices de calidad con eficiencia en todas y cada una de las actividades y procesos que se desarrollan.

La mejora de la eficiencia establece el nivel óptimo de inversiones, que se define como el nivel mínimo que garantice el suministro de la energía requerida por los usuarios de la red en las condiciones de calidad reglamentaria.

7.16.2.1 Políticas Generales de Inversión

Al ser el nivel de Activo Fijo determinante en cálculo de las tarifas, puesto que, de acuerdo a la reglamentación vigente, se remunera el Patrimonio Afecto a la Concesión formado fundamentalmente por la magnitud de este, medido en longitud de redes, potencia de transformadores, etc. Aspecto que determina en gran medida los costos de mantenimiento. Las inversiones son minuciosamente analizadas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) al momento de la aprobación de los planes de inversión y estrictamente controladas durante los períodos tarifarios aprobados, lo que lleva a concluir que la regulación en el Estado Plurinacional de Bolivia se basa fundamentalmente en una regulación sobre las inversiones de las empresas. Dada esta realidad cada nuevo activo que se pretende incorporar tiene una correcta y completa justificación además de un adecuado dimensionamiento y valoración.

El total del activo incorporado año tras año es el resultado de una óptima selección de las soluciones adecuadas, de mínimo costo de inversión, de bajas pérdidas y mínimas necesidades de mantenimiento. La normativa y el cumplimiento de ésta en el requerimiento de los equipos y el diseño de redes de distribución juega un papel decisivo en el logro de estos objetivos y en el adecuado cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio y de producto.

En este sentido la empresa mantiene un continuo desarrollo y actualización de los “Planes Directores” que incorporan los aspectos mencionados y definen los criterios que se deben aplicar para el establecimiento óptimo del plan de inversiones. Dentro de los Planes Directores se toman en consideración los siguientes conceptos:

- Obligatoriedad
- Creación de valor
- Rentabilidad
- Mantenimiento del valor de los activos

- Cumplimiento de los niveles de calidad de suministro exigidos
- Mantenimiento en límites aceptables de los niveles de riesgo

Estos conceptos constituyen la base a partir de la cual se desarrolla la metodología de análisis de inversiones.

7.16.2.2 Objeto de los Planes Directores de Inversión de suministro eléctrico

Los planes directores de suministro eléctrico, tienen como objetivo definir las necesidades de desarrollo de las instalaciones eléctricas que sirvan para satisfacer una determinada demanda a lo largo del periodo en estudio, garantizando una calidad de servicio acorde a lo establecido por el Reglamento de Calidad de la Ley de Electricidad. Además, se buscan soluciones que otorguen la mejor rentabilidad.

En general, estos planes directores deben tener los siguientes propósitos:

- Evaluar las necesidades futuras de desarrollo con los criterios y opciones actualmente utilizados, así como poder evaluar las repercusiones que conllevaría aplicar otros criterios y opciones técnicas modernas.
- Tener un marco de referencia para las decisiones de inversión a corto plazo, que permita asegurar la coherencia de dichas decisiones de mediano y largo plazo.
- Disponer planes documentados con posibilidad de presentarlos a las diversas reparticiones de Estado, para inclusión en los planes de ordenación territorial con los Gobiernos Municipales (planes de vivienda, reserva, compra de terrenos, derechos de vía, etc.).
- Trabajar el documento como base de preparación del Plan de Inversiones que se presentará a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), dentro del estudio tarifario que se realiza cada cuatro años.
- La planificación eléctrica comienza con el conocimiento de la situación de las instalaciones existentes, para prever las necesidades de las instalaciones futuras, ante una demanda prevista y una calidad de servicio definida. Para prever y corregir las necesidades actuales y futuras se plantea la proyección de estas necesidades a corto, mediano, y largo plazo.

7.16.2.3 Criterios de planificación

Los Criterios de Planificación se pueden clasificar en:

- Criterios Estratégicos
- Criterios Técnicos.

Criterios Estratégicos: Vienen definidos por las directrices de la dirección de la empresa y la reglamentación vigente (Niveles de calidad de servicio del suministro eléctrico, número y duración de interrupciones de suministro, micro cortes, calidad del producto técnico, etc.).

Criterios Técnicos: Vienen condicionados por las características técnicas de los elementos que constituyen la red, y están orientados a fijar los límites del uso de las instalaciones de forma que la rentabilidad de las mismas sean las máximas posibles, como son: límites de sobrecarga de líneas, transformadores, niveles de riesgos de interrupción de suministro asumidos, etc.

Por tanto la planificación de la red se adecuará a estos criterios, por ello es necesario el establecimiento de los mismos, que permitan conocer de forma explícita la base de partida para los estudios.

7.16.2.4 Método para el análisis de la red y criterios para la evaluación técnica

En la aplicación de los métodos mencionados, es imprescindible el análisis del estado de carga, perfiles de tensión, y cortocircuitos, de acuerdo a valores o criterios de consigna de la empresa y en aplicación al reglamento de la Ley de Electricidad. Este análisis será aplicado en una etapa preliminar (diagnóstico).

La ejecución del método de análisis de red se efectúa mediante herramientas informáticas. Este procedimiento permite realizar el análisis de forma exhaustiva para obtener resultados de gran confiabilidad.

7.17.4.1 Criterios para el análisis de la red

Se ha establecido los siguientes criterios y conceptos para el análisis o diagnóstico de las redes:

- Estado de carga.
- Perfiles de tensión.
- Pérdidas de potencia y energía.
- Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada y número de interrupción.
- Estudio de cortocircuito.
- Contingencias en la red de subtransmisión en 69 KV

7.17.4.2 Criterios para la evaluación técnica

El criterio para la evaluación técnica, responde a los requerimientos de la Ley de Electricidad y las necesidades de crecimiento de la empresa.

Para poder conjugar estas exigencias se examinan las necesidades, de los puntos de vista de cumplimiento por obligatoriedad y como objetivos de estrategia de empresa, ambos pueden ser similares y confundirse. Esta forma de análisis constituye la base de partida para desarrollar la metodología del análisis de inversiones.

Cumplimiento por obligatoriedad: Está constituido por indicadores imprescindibles exigidos por la ley de Electricidad referidos a la calidad mínima de servicio técnico. Una vez identificados los indicadores, se establecen proyectos que permitan eliminar situaciones antirreglamentarias:

- Caída máxima de tensión.
- Factor de potencia.
- Desequilibrio promedio de fases de corriente y tensión.
- Frecuencia de interrupción.
- Tiempo equivalente de potencia interrumpida.

Criterios para objetivos y estrategia de empresa: Vienen definidos por las directrices de la Dirección de la Empresa, y que si bien no están considerados en las exigencias regulatorias, buscan mantener instalaciones y equipos con un alto grado de eficiencia y seguridad. Entre los principales factores que se toman en cuenta, están:

- Pérdidas de potencia y energía
- Estado de carga de alimentadores y transformadores
- Factor de carga
- Densidad de carga (MVA/Km.)

7.17.4.3 Clasificaciones y justificaciones para la inversión en distribución

Los conceptos de obligatoriedad y estrategia de empresa deben servir como justificación económica para la realización de determinadas inversiones, suficientes para mantener la calidad de servicio dentro de los límites exigidos.

Clasificación por categorías

Las inversiones se clasifican, de acuerdo con el mecanismo de identificación de la necesidad y el tipo de justificación en ocho grandes categorías:

- 1.- Conexión: Constituido para las inversiones necesarias para poder atender a los nuevos suministros.
- 2.- Saturación de red: Formado por las inversiones que tratan de minimizar el costo asociado a la saturación de la red que impediría el crecimiento del mercado.
- 3.- Reducción de costos: Constituido por las inversiones encaminadas a mejorar la eficiencia y, en consecuencia, la rentabilidad de la actividad de distribución.
- 4.- Calidad de suministro: Formado por las inversiones no pertenecientes a la categoría de saturación y cuyo objeto es actuar sobre la calidad de suministro de Distribución, consiguiendo mejoras puntuales dentro de los objetivos generales de evolución de la calidad hacia los valores exigidos reglamentariamente.
- 5.- Regulatorias: Constituidas por las inversiones necesarias para eliminar situaciones antirreglamentarias, evitando situaciones de riesgo y reduciendo el impacto medioambiental.
- 6.- Inversiones especiales: Constituidas por aquellas inversiones que pretenden mejorar la tecnología, reducir pérdidas técnicas, modernizar los sistemas de atención al cliente como también las herramientas que permitan mantener la empresa en un sitio de privilegio y modelo. Estas inversiones normalmente están dirigidas a:
 - Automatización de la red
 - Cartografía, sistema GIS.
- 7.- Mantenimiento del valor de los activos: Formado por inversiones orientadas a evitar la degradación sistemática de las instalaciones, manteniéndolas en unas condiciones adecuadas de operabilidad.
- 8.- Propiedad General: Está conformada por los bienes requeridos para administrar adecuadamente la empresa de distribución (administración) y para realizar una eficiente atención al cliente (servicio al cliente); estas inversiones se orientan a los mobiliarios, oficinas, computadoras, software, instrumentos, herramientas, vehículos, etc.

Resumen de las categorías o conceptos:

Para una aplicación práctica y estadística, las categorías antes descritas se resumen en función a la necesidad primaria de la obra y en forma codificada:

- 01 : Nuevos suministros
- 02 : Saturación de instalaciones
- 03 : Reemplazo de instalaciones
- 04 : Seguridad de instalaciones
- 05 : Calidad de servicio
- 06 : Operación del sistema
- 07 : Objetivos no técnicos
- 08 : Propiedad general nueva
- 09 : Propiedad general reemplazo
- 10 : Medio ambiente
- 11 : Reducción de Pérdidas
- 12 : Reducción de costos
- 13 : Otros

Clasificación por niveles de tensión

Respetando la determinación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), las inversiones se clasifican de acuerdo al nivel de tensión, que permita distribuir los costos justos a las tarifas que se aplicarán a los grupos de consumidores que utilizan la red en diferentes niveles de tensión.

Las inversiones deben estar clasificadas de la siguiente manera:

- Alta tensión
- Media Tensión
- Baja Tensión
- Propiedad general

7.16.2.5 Metodología de análisis de la rentabilidad de inversiones

Se realiza el análisis económico al que debe someterse toda nueva inversión para conocer su rentabilidad esperada y su priorización. Así mismo, se cuantifican los diferentes parámetros económicos que se utilizan en el análisis de las inversiones con el fin de lograr la mejor inversión.

La metodología que se pretende aplicar deberá conjugar varios factores, para definir el nivel óptimo de inversiones. Este nivel óptimo se podría definir como aquel que permita obtener una rentabilidad adecuada que satisfaga las expectativas de los inversores, garantizando el suministro de la demanda requerida por los usuarios de la red con condiciones de calidad establecidas por el ente regulador.

A continuación se definen los criterios utilizados:

- Cálculo del Valor Actual Neto (VAN).
- Criterios de priorización de las inversiones según la necesidad técnica.

7.16.2.6 Proceso de elaboración del plan de inversiones

El plan de inversiones es elaborado periódicamente por la Supervisión de Gestión de Activos - Nuevos Suministros dependiente de la Superintendencia de Distribución, considerando los lineamientos generales de la empresa y las necesidades según la actividad de las áreas involucradas.

También participan en la elaboración de los planes de inversión, las Superintendencias y Departamentos que generan incorporación de bienes, por lo tanto el plan de inversiones total está conformado por inversiones específicas de cada área y las inversiones resultantes de los planes directores.

7.16.2.7 Análisis, evaluación y decisión de inversión

El plan de inversiones aprobado es ejecutado de manera de lograr la incorporación de los activos necesarios en el momento más adecuado y dentro de los costos estimados. Para esto los procesos de análisis y evaluación de ofertas, sin necesidad de ser muy burocráticos, se basan en criterios de universalidad e integridad.

La decisión de inversión se basa en los criterios de mínimo costo y máxima calidad que se espera obtener en la entrega de equipamiento y al momento de energizar la instalación.

7.16.2.8 Plan de Inversiones de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. 2011 – 2020

En fecha 1 de febrero de 2011, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad –AE, mediante nota AE-343-DPT-89/2011, instruyó el inicio del Estudio Tarifario para el periodo Noviembre 2011 a Octubre 2015. Adicionalmente, mediante nota AE-579-DPT-148/2011 del 24 de febrero de 2011, instruyó la presentación de los estudios de proyección de la demanda, el plan de expansión y el programa de inversiones.

En cumplimiento a las notas AE-1648-DPT-383/2011, AE-1732-DPT-404/2011, AE-1740-DPT-413/2011, AE-2314-DPT-532/2011, AE-2634-DPT-659/2011 del 06 de Octubre de 2011 y de acuerdo al artículo 60 (Estudios Tarifarios) del Reglamento de Precios y Tarifas, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., presentó el resumen del plan de

inversiones aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad -AE mediante la resolución AE N° 523/2011 de fecha 8 de noviembre de 2011

Finalmente, con base en los criterios expuestos anteriormente se presenta el Plan de Inversiones aprobado para el periodo 2012 a 2015 y el proyectado hasta el 2020:

Cuadro No. 22 Plan de Inversiones Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

No.	Descripción	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL 2011-2020
1	Nuevos suministros	1,122,778	972,738	2,580,465	981,232	989,400	1,253,684	1,145,145	1,012,449	1,028,806	1,046,024	12,132,721
2	Renovación y mejoras de instalaciones	134,001	264,328	171,573	488,003	173,576	79,386	89,880	157,440	197,440	197,440	1,953,067
3	Calidad de servicio	96,308	0	439,210	0	74,689	0	0	0	0	0	610,208
4	Operación del sistema	0	0	0	0	0	33,259	33,259	0	0	0	66,518
5	Propiedad general nueva	9,210	141,359	79,128	0	3,350	45,200	174,632	83,500	0	63,000	599,379
6	Propiedad general reemplazo	48,673	181,730	173,099	170,200	112,200	25,000	122,500	70,592	218,000	136,079	1,258,073
T O T A L		1,410,971	1,560,155	3,443,476	1,639,435	1,353,216	1,436,528	1,565,416	1,323,981	1,444,246	1,442,543	16,619,967

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

7.16.3 Política de Financiamiento

La política financiera de la empresa, está basada en cuatro principios básicos, que se exponen a continuación en orden de prioridad:

- Financiar la inversión necesaria del sistema y comprometida con el Regulador.
- Mejorar la solidez patrimonial.
- Optimizar el coste financiero.
- Remunerar a los accionistas.

7.16.3.1 Financiar las inversiones en el sistema

El primero y más importante de los principios se refiere a la necesidad de financiar las inversiones que anualmente realiza la empresa. Cada cuatro años, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad –AE, aprueba un Estudio Tarifario que define el escenario de inversiones previstas para el periodo siguiente. Los montos aprobados por el Regulador son de cumplimiento obligatorio para la Distribuidora. En la medida de lo posible la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., financia sus inversiones con fuentes de financiamiento externas.

En líneas generales, las inversiones se orientan a garantizar el suministro de aquellos nuevos potenciales clientes que soliciten el mismo o a mejorar las características de la red de forma que se pueda cumplir los requerimientos en cuanto a calidad del suministro que establecen los reglamentos actuales.

En el apartado dedicado a inversiones se presenta el detalle de inversiones históricas y proyectadas con los principales conceptos subyacentes a las mismas.

7.16.3.2 Mejorar la solidez patrimonial

Las inversiones que ejecuta la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. tienen un marcado carácter de largo plazo. La inversión necesaria para dar suministro a un cliente determinado (extensión de línea) se recupera vía el consumo eléctrico de este mismo cliente a lo largo del tiempo. Debido a los bajos consumos per cápita de electricidad existentes en el país, en condiciones normales esta recuperación de la inversión se prolonga durante varios años.

Consecuentemente, la mayor parte del Activo Fijo de la empresa está compuesto por elementos cuya vida útil también es elevado. A título de ejemplo, los transformadores de distribución se deprecian por el método lineal en un periodo de 25 años.

La estructura de financiamiento objetivo de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. debe tener una clara correlación entre fuentes de financiamiento y destino de los fondos por lo que se busca que el financiamiento a largo plazo se encuentre en relación con el destino de los fondos en términos de madurez.

Como parte de la mejora de la composición de las fuentes de financiamiento, el Activo Corriente debe superar la deuda total de Corto Plazo. Esto significa que, en caso de necesidad, la empresa podría hacer frente a todas sus deudas más inmediatas con el único recurso de hacer efectivo sus inventarios, cuentas por cobrar, etc.

El segundo principio se refiere por tanto a conseguir que exista una mejor correlación entre las fuentes de financiamiento y los usos de los fondos de largo y corto plazo.

7.16.3.3 Optimizar el coste financiero

La empresa buscará sistemática y proactivamente en el mercado financiero las mejores alternativas de financiamiento que minimicen el costo financiero por intereses y permitan financiar las inversiones y mejorar la solvencia patrimonial. En este sentido, se ha identificado que el mercado de bonos continúa representando una excelente oportunidad de financiamiento.

7.16.3.4 Remunerar a los accionistas - Dividendos

En cuanto al apalancamiento financiero, la empresa se ha fijado como política, mantener una relación Deuda Patrimonio que no podrá ser mayor a uno coma dos (1,2). El reparto de dividendos se realizará conforme a esta política objetivo de apalancamiento, cuando se hubieran cumplido adecuadamente los 3 principios financieros enunciados anteriormente.

7.17 Obligaciones Financieras del Emisor

Las obligaciones financieras de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 31 de marzo de 2012, son las siguientes:

Cuadro No. 23 Deudas financieras Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012

Institución Financiera	Monto Original (En Bs)	Saldo (En Bs)	Moneda	Garantía	Periodo de amortización de k+r	Tasa de Interés Nominal	Fecha Inicial	Fecha Final	Plazo (En días)
Banco Nacional de Bolivia S.A.	28,345,000	21,259,000	Bolivianos	Prendaria/Hipotecaria	Trimestral	5%+TRE	24-feb-11	29-ene-16	1800
Banco Unión S.A.	5,000,000	5,000,000	Bolivianos	Quirografaria	Al vencimiento	5.50%	09-mar-12	05-sep-12	180
Banco BISA	3,400,000	3,400,000	Bolivianos	Quirografaria	Al vencimiento	6.01%	09-abr-12	08-jul-12	90
Banco Union S.A.	3,000,000	3,000,000	Bolivianos	Quirografaria	Al vencimiento	6.00%	13-abr-12	10-oct-12	180
Banco Union S.A.	4,000,000	4,000,000	Bolivianos	Quirografaria	Al vencimiento	6.00%	08-may-12	04-nov-12	180
Banco Nacional de Bolivia S.A.	9,690,000	8,718,600	Bolivianos	Prendaria/Hipotecaria	Trimestral	5.50%	19-dic-11	22-nov-16	1800
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	4,000,000	4,000,000	Bolivianos	Quirografaria	Al vencimiento	5.00%	06-jun-12	04-sep-12	90
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	3,000,000	3,000,000	Bolivianos	Quirografaria	Al vencimiento	5.00%	29-jun-12	27-sep-12	90
Banco Union S.A.	3,000,000	3,000,000	Bolivianos	Quirografaria	Al vencimiento	5.75%	29-jun-12	26-dic-12	180
TOTAL (Bs)	63,435,000	55,377,600							

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

7.18 Relaciones especiales entre el emisor y el Estado

Mediante Resolución SSDE No. 135/97 del 14 de noviembre de 1997 y No. 152/97 del 30 de diciembre de 1997 la Ex – Superintendencia de Electricidad otorga a la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., la concesión para ejercer la actividad de servicio público de suministro de electricidad a consumidores regulados y/o consumidores no regulados dentro de su zona de concesión cuya última actualización corresponde a la aprobada por la Autoridad de Supervisión y Control Social de Electricidad – AE mediante Resolución AE No. 235/2010 del 7 de junio de 2010 por un periodo de 40 años.

7.19 Principales activos del emisor

El 50% de la extensión del inmueble de calle 12 de octubre y Catacora se encuentra hipotecado a favor del Banco Nacional de Bolivia S.A. por obligaciones financieras a Largo Plazo por un monto de Bs38.035.000. Estas obligaciones al 31 de marzo de 2012 presentan un saldo deudor de Bs31.879.600.

Las obligaciones con el Banco Nacional de Bolivia S.A. son amortizables y se cancelarán hasta el 2016.

Los principales activos de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012, son los siguientes:

Cuadro No. 24 Principales Activos de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

Ubicación	Descripción	Potencia Nominal (ONAF) MVA
Oruro	INMUEBLE DE CALLE 12 DE OCTUBRE Y CATACORA CON UNA EXTENSIÓN DE 14.927,02 m2	N/A
Subestación Sud Oruro	TRANSFORMADOR TOSHIBA 7.5-10.0MVA TRIF. OR-C-201	7.5/10
Subestación Sud Oruro	TRANSFORMADOR ELECTRO BAU 239KVA SERIE 126530	7.5/10
Subestación Norte Oruro	TRANSFORMADORE. ELECTRIC 2.5MVA SERIE ERG 12873/I TRIF.	2.5
Subestación Este Oruro	TRANSFORMADOR ELECTRO BAU 5.0MVA TRIF.	5
Subestación Huayñacota	TRANSFORMADOR CORRIENTE ** S/E HUAYNACOTA 69 KV	7.5
Subestación Huayñacota	TRANSFORMADOR POTENCIA 69/25 KV 3 MVA ** S/E BOLIVAR (ABB)	3
Subestación Machacamarcá	TRANSFORMADOR MIRON 3.75MVA TRIF. (ABB)	0.75
Subestación Pairumani	TRANSFORMADOR "FERRANTI" 4.0MVA SERIE 1-1619 TRIF.	3.75
Subestación Huanuni	TRANSFORMADOR "SIEMENS" 10.0MVA SERIE 250257 TRIF.	3/4
Subestación C. Siglo XX	TRANSFORMADOR TOSHIBA 5.0-6.25MVA TRIF. OR-C-202	7.5/10
Subestación Avicaya	TRANSFORMADOR POTENCIA 69/9 KV 7 MVA ** S/E ESTALSA 6 KV	7
Subestación Avicaya	TRANSFORMADOR POTENCIA 69/25 KV 1 MVA ** S/E ESTALSA 6 KV	1
Bolívar	TRANSFORMADOR POTENCIA 69/6.6 KV 3 MVA ** S/E BOLIVAR	3
Bolívar	TRANSFORMADOR S.LOCAL 14.4/22 KV 5 KVA ** S/E BOLIVAR	1.5
Caracollo	TRANSFORMADOR POTENCIA 66/25 KV 6 MVA ** S/E CARACOLLO 25 KV	9/12
Tesa Oruro	TRANSFORMADOR POTENCIA 66/25 KV 1.5 MVA ** S/E TESA	1.5
Viloco	TRANSFORMADOR POTENCIA 69/10 KV 1.5 MVA ** S/E VILOCO	1.5
Jatary	TRANSFORMADOR "T.T. ELECTRIC" 0.5MVA	0.5
Aymaya	TRANSFORMADOR POTENCIA 25/10 KV 2 MVA ** S/E LUPI LUPI	2
Miguilla	TRANSFORMADOR POTENCIA 6.6 KV 3.6 MVA ** S/E MIGUILLA 6.6 KV	3.6

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA.

7.20 Relación Económica con otras empresas

Actualmente Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. mantiene préstamos bancarios con garantías prendarias, hipotecarias y quirografarias, tal como se menciona en el punto 7.19 anterior.

En cuanto a la vinculación con otras empresas, la empresa Iberbolivia de Inversiones S.A, es Accionista principal de las empresas Electricidad de La Paz S.A., Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., Compañía Administradora de Empresas Bolivia S.A. (CADEB) y la Empresa de Servicios S.A. (EDESER)

7.21 Responsabilidad Social

La Responsabilidad Social Corporativa constituye para Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. un marco integrador de sus políticas y actuaciones con los clientes, accionistas, empleados y todos los públicos con los que se relaciona.

En cuanto apoyo a la sociedad se refiere, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. dirige una serie de acciones efectivas y bien planificadas dentro de su entorno social e integradas a nuestro negocio.

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., realiza aportes a la comunidad en diferentes áreas y proyectos. En el tema de proyectos la empresa ayuda a los centro Proyecto Integral de Desarrollo Infantil y Social (PIDIS) a través del municipio de la ciudad de Oruro. La ayuda social a los barrios de reciente creación con la construcción y mantenimiento de canchas deportivas. También están los aportes como a instituciones de beneficencia como el asilo de ancianos, impulso a la cultura como auspicio de eventos culturales y otros. Es importante también la coordinación con las juntas de vecinos para proyectos de mejoramientos de barrios con la construcción de cordones de acera y el empedrado de calles.

El apoyo de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. se extiende a la campaña “Aire Limpio” que busca reducir los niveles de CO2 emitidos por los automóviles que además cuenta con la participación de diversas instituciones como el Gobierno Municipal de Oruro y Organismo Operativo de Tránsito de Oruro.

7.22 Licencias Ambientales

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. tiene las siguientes licencias para su funcionamiento:

- Declaratoria de Adecuación Ambiental MDRA y MA-VBRFMA-DGMA-MA 020101-040101-050101-05-DAA-No. 851-06.
- Licencia para manipulación de Ácido Sulfúrico.

7.23 Procesos Legales

Al 30 de Junio de 2012 se tienen los siguientes procesos legales según el estado en el que se encuentran:

Proceso Caja Nacional de Salud

La Empresa ha sido demandada por la Administración Regional de Oruro de la Caja Nacional de Salud. Se trata de una demanda Coactiva Social, basada en una tasación de oficio practicada por la Sección de Cobranzas e Inspección de Empresas de las gestiones 1998 a 2002, cuyo monto asciende a Bs. 954.303.60. Sin embargo, la nota de cargo girada es por Bs. 982.932.71 monto que incluye los recargos de ley.

Estado Actual del Proceso:

Después de haber sido citados con la demanda Coactiva Social, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. interpuso incidente de nulidad y excepciones perentorias, el incidente fue declarado procedente, por lo que se anuló obrados hasta la diligencia de citación.

Una vez legalmente citada, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., nuevamente interpone excepciones las mismas que se corren en traslado a la parte coactivante, posteriormente se abre término probatorio, en el cual la Caja Nacional de Salud, solicita audiencia de “inspección de visu” y ofrece como testigos a sus dependientes, en tal circunstancia la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. presenta la tacha respectiva de testigos y solicita al

Juez la reposición del decreto en el cual señala fecha y hora de “inspección de visu”. Actualmente aguarda resolución sobre la reposición presentada por la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A..

Proceso TELECABLE

Proceso Ordinario de Cumplimiento de Obligación, que sigue Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. contra TELECABLE (Sr. Carlo Rodríguez) que se tramita ante el Juzgado de Partido Segundo en lo Civil.

Estado Actual del Proceso:

Actualmente la Juez procedió a trabar la relación procesal, en consecuencia se abrió plazo probatorio de 50 días. La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. recaba las pruebas pertinentes, como ser peritajes y otros documentos.

Proceso Revisión Extraordinaria de Tarifas 2004 – 2007

Proceso Contencioso Administrativo que sigue Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. contra el SIRESE, por Revisión Extraordinaria de Tarifas del periodo 2004 - 2007, que se encuentra en la Corte Suprema de Justicia del Estado Plurinacional de Bolivia, sala plena, ministro tramitador Dr. José Luis Baptista Morales

Estado Actual del Proceso:

Se encuentra con Autos para Sentencia desde fecha 28 de abril de 2008.

Proceso Ministra de Salud

Proceso Contencioso Administrativo que sigue la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. contra la Ministra de Salud y Deportes y el Directorio de la Caja Nacional de Salud, a causa de falta de pronunciamiento de parte de las Autoridades demandadas sobre los Recursos de Revocatoria y Jerárquicos presentados contra la Resolución de Directorio N° 52/2009, la misma que en síntesis rechaza la suscripción del Convenio de Administración del Seguro de Salud.

Estado Actual del Proceso:

Actualmente se encuentra con Autos para sentencia en el Tribunal Supremo de Justicia, desde fecha 18 de abril de 2011.

Demanda Contra Resolución Ministerial RJ No. 013/2011

Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Ministerial RJ N° 013/2011 de 3 de febrero de 2011, emitida por el Ministro de Hidrocarburos y Energía, Resolución en la cual rechaza el Recurso Jerárquico planteado en contra de la Resolución AE N° 257/2010, la misma que desestima el recurso de revocatoria interpuesto en contra de las resoluciones AE N° 109/2010 y su complementaria AE N° 127/2010, resoluciones que disponen el inicio del proceso de Revisión de Tarifas Base correspondiente al periodo 2008 – 2011, para Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. y otras distribuidoras.

Estado Actual del Proceso:

Se encuentra aguardando Sentencia.

Demanda Contra Resolución Ministerial RJ No. 017/2011

Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Ministerial RJ N° 017/2011 de 14 de febrero de 2011, emitida por el Ministro de Hidrocarburos y Energía, Resolución que rechaza el Recurso Jerárquico planteado en contra de la Resolución AE N° 275/2010, la misma que desestima el recurso de revocatoria interpuesto por la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. contra la Resolución AE N° 212/2010 la cual modifica el numeral 6 del documento “Alcance del Estudio de RET” aprobado por la Resolución AE N° 109/2010.

Estado Actual del Proceso:

Se encuentra aguardando Sentencia.

Demanda Contra Resolución Ministerial R.J. No. 039/2011

Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Ministerial R.J. Nº 039/2011 de 19 de abril de 2011, emitida por el Ministro de Hidrocarburos y Energía, la misma que rechaza el Recurso Jerárquico interpuesto contra la Resolución AE Nº 399/2010, la misma que desestima el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. contra la Resolución AE Nº 228/2010, resolución que aprueba la proyección de la demanda de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. y el Plan de Inversiones, para el periodo 2008-2011.

Estado Actual del Proceso:

Se aguarda la remisión de la provisión citatoria.

Demanda Contra Resolución Ministerial R.J. No. 032/2011

Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Ministerial R.J. Nº 032/2011 de 6 de abril de 2011, emitida por el Ministro de Hidrocarburos y Energía, la misma que rechaza el Recurso Jerárquico interpuesto contra la Resolución AE Nº 368/2010, la misma que desestima el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. en contra la Resolución AE Nº 217/2010, resolución que dispone el levantamiento de la Intervención de la Empresa de Luz y Fuerza Aroma S.A. (ELFA S.A.) a partir del 1º de junio de 2010 e Instruye a ELFA S.A. la entrega de la documentación legal, técnica y financiera, producida y utilizada durante la intervención, con el inventario correspondiente, a los Miembros del Directorio y/o Accionistas de la empresa, así como remitir a la AE el informe final de la Intervención y los Estados Financieros auditados hasta el 31 de mayo de 2010 y convocar a una Junta General Extraordinaria de Accionistas de ELFA S.A. Disponer la cancelación de todos los procesos regulatorios en la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE.

Estado Actual del Proceso:

Se aguarda la remisión de la provisión citatoria.

Demanda Contra Resolución Ministerial R.J. No. 066/2011

Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Ministerial R.J. Nº 066/2011 de 21 de julio de 2011, emitida por el Ministro de Hidrocarburos y Energía, la misma que acepta el recurso jerárquico interpuesto por la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., Revocando Parcialmente la Resolución Administrativa AE Nº 570/2010, la misma que desestima el Recurso de Revocatoria interpuesto por Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. en contra la Resolución AE Nº 326/2010, resolución que dispone: Modificar los cargos de consumidores y los cargos por potencia fuera de punta de las Tarifas Base de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., establecidos en la Resolución SSDE Nº 349 de 8 de noviembre de 2007 - de acuerdo al anexo adjunto a la misma resolución, para su aplicación a partir de la facturación del mes de agosto de 2011 hasta la conclusión del periodo tarifario 2008 – 2011. De igual manera ratifica las Fórmulas de Indexación de las Tarifas Base y sus correspondientes parámetros en actual vigencia, para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. y ratifica la Fórmula de Actualización d las Tarifas vigentes a Diciembre de 2006 para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., fórmula que fue aprobada mediante la Resolución SSDE Nº 349.

Estado Actual del Proceso:

Se aguarda la remisión de la provisión citatoria.

7.24 Hechos Relevantes

En fecha 27 de Marzo de 2012 se recibió carta CITE No. 227/2012 del Banco de Crédito de Bolivia S.A. donde confirman que la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero – ASFI, emitió la orden ASFI/1131/2012, mediante la cual instruye a este banco la retención de fondos hasta Bs982.932,71 de la cuenta No. 401-0225311-3-03 de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. dentro del proceso coactivo social seguido por la Caja Nacional de Salud por la administración de Seguro Delegado de las gestiones 1998 a 2002. Esta retención de fondos es una medida precautoria que normalmente dispone el juez que conoce la causa en materia social o laboral por lo que de acuerdo a la opinión de Asesoría Legal no existe de parte del demandante los argumentos legales que fundamenten el proceso iniciado en contra de la Empresa.

7.25 Clientes y Proveedores

7.25.1 Clientes

Los principales clientes de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012, son los siguientes:

Cuadro No. 25 Principales Clientes Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

No. Cliente	Nombre	Energía Facturada (En Kwh)	Importe Facturado para el mes de Junio/2012 (En Bs)
63	CERVECERIA BOLIVIANA NACIONAL S.A.	317,628	147,333.70
193	COMIBOL EMP. MINERA HUANUNI	3,148,236	1,408,813.50
84	CORINSA S.R.L.	206,436	114,780.40
218	CIA. MIN. COLQUIRI S.A.	231,540	593,525.70
59350	SINCHI WAYRA S.A.	385,854	160,923.40
68843	COMIBOL EMP. MIN. MACHACAMARCA	264,468	126,698.90
232	HAM LLALLAGUA	898,494	295,255.70
80441	COMPANÍA MINERA TIWANACU S.A.	248,710	117,167.50
78907	ENDE	1,018,800	361,240.50
79115	INDUSTRIAS DE CERÁMICA ORURO S.A.	302,562	111,242.30
24	PLATINO LTDA.	148,944	98,395.10
39	OPER. METALURGICAS S.A.	545,678	231,141.90
45	SOBOCE S.A.	713,664	265,143.00
94	CERV. BOLIVIANA NAL. S.A.	700,490	250,474.30
90557	SINCHY WAYRA S.A. (BOLIVAR)	3,191,019	1,190,067.10
60494	EMP. MIN. INTIRAYMI S.A.	1,427,849	539,588.10
TOTAL		13,750,372	6,011,791.10

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

7.25.2 Proveedores de Energía Eléctrica

Los principales proveedores de energía eléctrica de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. para el 2011 son los siguientes:

Cuadro No. 26 Proveedores de Energía Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

PROVEEDOR	TIPO DE GENERACION	IMPORTE (En Bs)	%
Corani	Hidroeléctrica	12,258,374	10.8%
Guaracachi	Termoeléctrica	26,132,291	23.1%
Valle Hermoso	Termoeléctrica	12,439,302	11.0%
COBEE	Hidroeléctrica/Termoeléctrica	14,184,907	12.6%
Bulo Bulo	Termoeléctrica	7,948,633	7.0%
Rio Eléctrico	Termoeléctrica	1,384,261	1.2%
Hidroeléctrica Boliviana	Hidroeléctrica	5,451,766	4.8%
Synergia	Hidroeléctrica	453,641	0.4%
Guabirá	Termoeléctrica	937,382	0.8%
Servicios de Desarrollo de Bolivia	Hidroeléctrica	97,614	0.1%
ENDE Andina	Hidroeléctrica	9,480,844	8.4%
ENDE Generación	Hidroeléctrica/Termoeléctrica	507,662	0.4%
Transportadora TDE		13,772,978	12.2%
Transportadora ISA		7,178,832	6.4%
TRANSPORTADORA ENDE		775,631	0.7%
Gastos CNDC		0	0.0%
TOTAL		113,004,121	100.0%

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

7.25.3 Proveedores de Materiales

Los principales proveedores de materiales de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012 son los siguientes:

Cuadro No. 27 Proveedores de Materiales Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

No.	Proveedor	Producto	Importación/Local
1	TRANSFORMADORES TUSAN S.A.	Transformadores de potencia	Importación
2	ELECTROPAZ (Materiales)	Material eléctrico	Local
3	CADEB S.A.	Postes de concreto	Local
4	INTECHTRON	Medidores	Local
5	INGETEAM (*)	Equipo de comunicación	Importación
6	PLASMAR S.A.	Cables	Local
7	ICOTMA	Postes de concreto	Local
8	ELECTROMAR	Material eléctrico	Local
9	GAZMAZBOL S.R.L.	Material eléctrico	Local
10	FEMCO	Pararrayos y ferretería de línea	Local
11	ELECTRORED	Ferretería de línea, equipo de seguridad y maniobra	Local
12	EI DELFIN	Postes de madera	Local
13	MADERERA LA PORTEÑA	Crucetas	Local
14	CIMATEL	Material eléctrico	Local
15	EMPRETEC S.R.L.	Baterías	Local
16	ELECTROVIRSA	Ferretería de línea	Local
17	ELECTRORED	Ferretería de línea	Local
18	ENGINEERING ELECTRIC SERVICES	Sistemas de seguridad	Local
19	MAGENTA	Ropa de Trabajo	Local
20	CCS COMPUTADORAS	Computadoras	Local
21	LIBRERÍA Y PAPELERIA EL ESTUDIANTE	Material de escritorio	Local
22	FERRETERIA FORTALEZA	Herramientas eléctricas	Local
23	IMPRESA MUÑOZ	Material de Imprenta	Local
24	LIBRERÍA Y PAPELERIA LA PAZ	Material de Escritorio	Local

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

7.25.4 Proveedores de Servicios

Los principales proveedores de servicios de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012, son los siguientes:

Cuadro No. 28 Proveedores de Servicios Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.

No.	Proveedor	Servicio	Fecha de Vencimiento de contrato
1	CADEB S.A.	Servicios Informáticos	31/12/2012
2	CADEB S.A.	Mantenimiento de Vehículos	30/07/2012
3	CADEB S.A.	Servicios de Mantenimiento General	25/08/2012
4	SACEG LTDA.	Administración del Área Rural	31/12/2012
5	EDESER	Cortes, Rehabilitaciones y Otros	31/12/2012
6	EDESER	Operación y Mantenimiento	31/12/2012
7	EDESER	Inspecciones	31/12/2012
8	EDESER	Reparto Avisos de Cobranza	31/12/2012
9	EDESER	Atención Solicitudes Nuevas de Servicios	31/12/2012
10	EDESER	Lectura de Medidores	31/12/2012
11	EDESER	Contrato de Construcción de Redes	31/12/2012
12	EDESER	Lectura de Cargas	31/12/2012

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

8 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero fue realizado en base a los Estados Financieros de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 31 de diciembre 2009, 2010 y 2011 auditados por PricewaterhouseCoopers. Asimismo, se presentan los Estados Financieros de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012, los cuales se encuentran auditados internamente.

Es importante aclarar que la gestión de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. corresponde al periodo comprendido entre Enero a Diciembre del mismo año. Por lo tanto, por ejemplo cuando se hace referencia a la gestión 2009, deberá entenderse que esta información corresponde al periodo comprendido entre el 1ro de Enero de 2009 y el 31 de Diciembre de 2009.

Por otra parte, es importante aclarar que los Estados Financieros consolidados de las gestiones analizadas consideran la variación inflacionaria en base a la Unidad de Fomento a la Vivienda (“UFV”) para el ajuste de los rubros no monetarios. En consecuencia, para simplificar el análisis de los rubros no monetarios principalmente y para propósitos comparativos, se reexpresaron en Bolivianos las cifras al 31 de Diciembre de 2009, 2010 y 2011, en función al valor de la UFV al 30 de Junio de 2012.

El valor de la UFV a las fechas anteriormente indicadas son las siguientes:

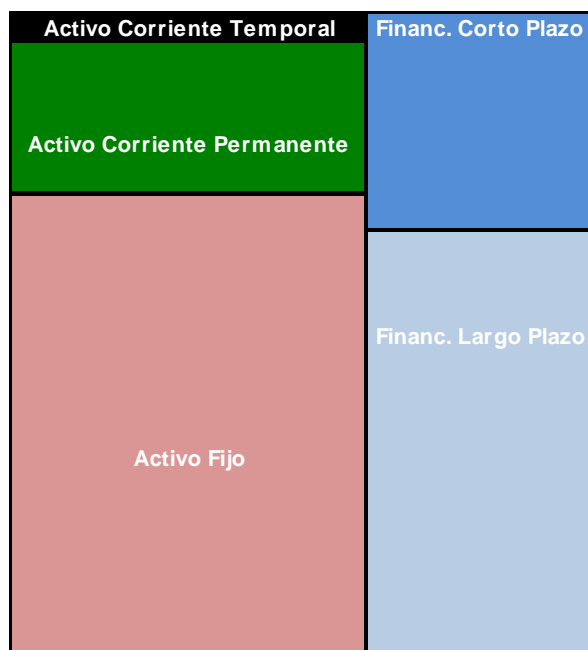
Fecha	Cotización de la UFV
31 de diciembre de 2009	1,53754
31 de diciembre de 2010	1,56451
31 de diciembre de 2011	1,71839
30 de Junio de 2012	1,76242

La información financiera utilizada para la elaboración del presente análisis, se encuentra descrita en el punto 8.6 del presente Prospecto Marco.

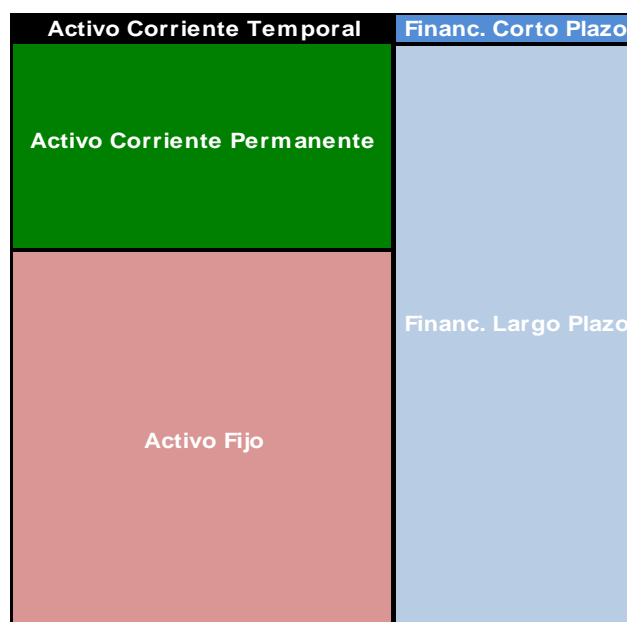
8.1 Balance General

8.1.1 Estructura de Financiamiento

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. presenta una Estructura de Financiamiento agresiva entre las gestiones 2009 a 2011, por lo que su financiamiento depende de fuentes de financiamiento de corto plazo para el financiamiento no solo del Activo Corriente Temporal, definido como el conjunto de activos relacionados con las variaciones de tesorería, pero también del Activo Corriente Permanente y el Activo Fijo que son activos necesarios para sostener la actividad del negocio y se compone principalmente de cuentas como son Cuentas por Cobrar, Inventarios y Bienes de Uso. Esquemáticamente se puede ver que en el periodo de análisis en promedio 5% del Activo, que es Activo Corriente Temporal, un 20% del Activo que es Activo Corriente Permanente y un 5% del Activo que es Activo Fijo son financiados con el 30% del Pasivo y Patrimonio que es Financiamiento de Corto Plazo. Esta estructura de financiamiento permitió la reducción de Costos Financieros como porcentaje de los Costos Operativos teniéndose una relación del 14% para el 2009, 10% para el 2010 y 9% para el 2011.



De acuerdo a la definición de la estrategia de financiamiento, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. tiene como objetivo alcanzar una Estructura de Financiamiento que iguale el vencimiento de sus fuentes de financiamiento con el plazo o vida útil de los activos financiados. Esta estructura de financiamiento se la espera alcanzar hasta el año 2016 y permitirá consolidar el compromiso de los financiadores externos de la empresa reduciéndose al mismo tiempo el riesgo de liquidez y eliminándose el riesgo de tasa. De manera esquemática se tiene la siguiente composición objetivo de la Estructura de Financiamiento donde el Activo Corriente Temporal, que representa aproximadamente el 5% de los activos, se encuentra en proporción al Financiamiento de Corto Plazo.



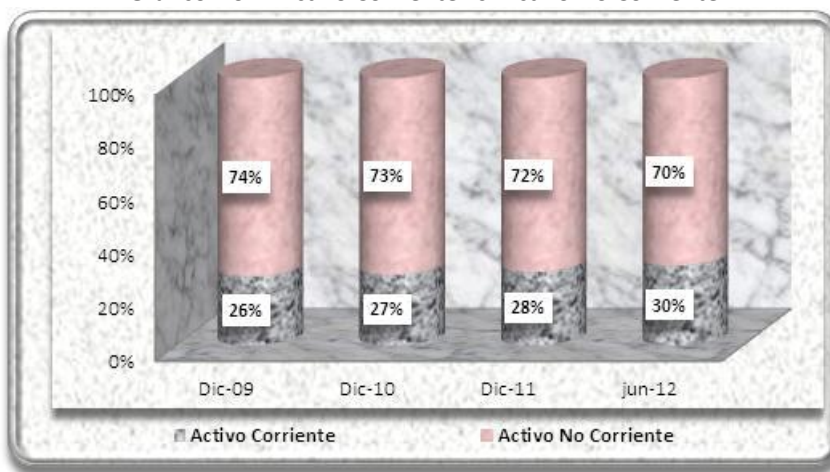
8.1.2 Activo

El Activo Total de la empresa al 31 de diciembre de 2011 fue de Bs.184,71 millones superior en 1,33% (Bs.2,43 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2010 cuando fue de Bs.182,28 millones, comportamiento que se atribuye fundamentalmente al crecimiento de las cuentas Otras Cuentas por Cobrar, que se compone principalmente de la cuenta del Fondo de Estabilización de Distribución y de la cuenta Disponibilidades dentro del Activo Corriente. Asimismo, el monto de Activo Total correspondiente al 31 de diciembre de 2010 fue superior en 4,47% (Bs.7,81 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.174,48 millones, situación originada principalmente por el aumento de las cuentas Disponibilidades dentro del Activo Corriente y Bienes de Uso dentro del Activo No Corriente.

A Junio de 2012 el Activo total alcanzó la cifra de Bs.188,64 millones, el cual estuvo compuesto por Bs.56,41 millones de Activo Corriente y Bs.132,23 millones de Activo No Corriente.

La composición del Activo total, en función a su realización estuvo conformado por el 25,92%, 26,54% y 27,61% del Activo Corriente a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente y por un 29,90% a Junio de 2012. Asimismo, por un 74,08%, 73,46%, 72,39% y 70,10%, por el Activo No Corriente a diciembre de 2009, 2010, 2011 y Junio de 2012, respectivamente. Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, existió siempre un predominio de la porción No Corriente del Activo en las gestiones analizadas.

Gráfico No. 2 Activo Corriente vs. Activo No Corriente



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

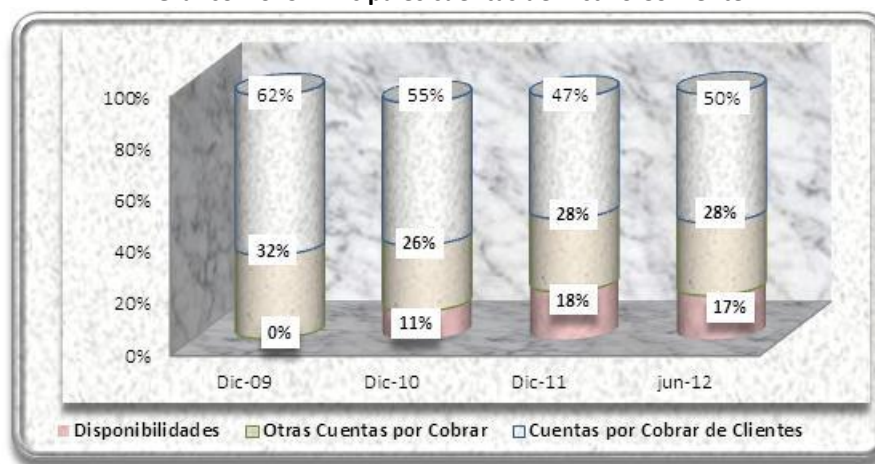
Activo Corriente

El Activo Corriente de la Sociedad a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.50,99 millones, cifra superior a la registrada a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.48,37 millones. Esta variación significó un incremento de 5,42% (Bs.2,62 millones) debido principalmente al incremento de las cuentas Disponibilidades y Otras Cuentas por Cobrar en 80,85% (Bs.4,20 millones) y 16,30% (Bs.2,01 millones) respectivamente. Asimismo el monto registrado a diciembre de 2010 se incrementó respecto al monto alcanzado a diciembre de 2009, cuando fue de Bs.45,23 millones, incremento que significó el 6,94% (Bs.3,14 millones) debido a un aumento en la cuenta Disponibilidades. El Activo Corriente, representó el 25,92%, 26,54% y 27,61% del Activo total a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 el Activo Corriente de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.56,41 millones, mismo que representa el 29,90% del Activo total.

A diciembre de 2011 las cuentas más representativas del Activo Corriente son: Disponibilidades, Otras Cuentas por Cobrar y Cuentas por Cobrar de Clientes. La participación de estas cuentas respecto del Activo Corriente se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico No. 3 Principales cuentas del Activo Corriente



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Disponibilidades

La cuenta Disponibilidades al 31 diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.9,41 millones, superior en 80,85% (Bs.4,20 millones) al registrado a diciembre de 2010 cuando alcanzó los Bs.5,20 millones. La variación en esta cuenta se debe principalmente al incremento de la subcuenta Banco Nacional de Bolivia S.A. que recibió los fondos producto del crédito bancario contratado con esta entidad. Asimismo al 31 de diciembre de 2010 se registró un monto mayor al alcanzado al 31 de diciembre de 2009 que fue de Bs.118 mil, que significó una variación del 4.323,76% (Bs.5,08 millones), producto principalmente de un incremento de la subcuenta Banco de Crédito S.A. que se origina en el desembolso del crédito bancario contratado con esta entidad. Esta cuenta, representó el 0,07%, 2,85% y 5,09% del Activo total a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 la cuenta Disponibilidades alcanzó la cifra de Bs.9,57 millones, significando así el 5,07% del Activo Total.

Otras Cuentas por Cobrar

Esta cuenta registró al 31 de diciembre de 2011 un monto de Bs.14,36 millones, superior en 16,30% (Bs.2,01 millones) a la cifra obtenida a diciembre de 2010 cuando llegó a Bs.12,35 millones, debido principalmente al crecimiento en la subcuenta de Anticipo Impuesto a las Transacciones. Asimismo, el monto registrado en ésta cuenta al 31 de diciembre de 2010 estuvo por debajo del registrado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.14,55 millones, variación que significó un 15,13% (Bs.2,20 millones), debido principalmente a la disminución de la subcuenta Fondo de Estabilización de Distribución. Esta cuenta refleja la aplicación del Factor de Estabilización de Distribución, el mismo que es fijado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE para eliminar las variaciones en la tarifa aplicada al cliente final principalmente por concepto de costo de generación. Esta cuenta significó el 8,34%, 6,77% y 7,78% del Activo total a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 la cuenta Otras Cuentas por Cobrar alcanzó la cifra de Bs.15,83 millones, representando el 8,39% del Activo total.

Cuentas por Cobrar Clientes

La cuenta Cuentas por Cobrar Clientes al 31 diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.23,73 millones, inferior en 10,63% (Bs.2,82 millones) al registrado a diciembre de 2010 cuando alcanzó los Bs.26,55 millones, esto se debe principalmente a la disminución de la subcuenta Consumidores Especiales producto de la regularización

de cuentas por cobrar del cliente Compañía Minera Tiwanacu. Asimismo, al 31 de diciembre de 2010 se registró un monto menor al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.27,85 millones, decremento que significó un 4,67% (Bs.1,30 millones) debido a la disminución de la subcuenta Consumidores Oruro producto de la disminución en la subcuenta Particulares. Esta cuenta representó el 15,96%, 14,56% y 12,85% del Activo total a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 las Cuentas por Cobrar Clientes alcanzaron la cifra de Bs.27,97 millones, representando el 14,83% del Activo Total.

Activo No Corriente

El Activo no Corriente de la Empresa de Luz y Fuera Eléctrica de Oruro S.A. a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.133,72 millones, inferior en 0,15% (Bs.195 mil) al registrado a diciembre de 2010 cuando alcanzó Bs.133,91 millones. Este decremento en el Activo no Corriente fue a consecuencia principalmente de la disminución de la subcuenta Obras en Curso que en la gestión 2010 alcanzó un monto de Bs.2.94 millones y en la gestión 2011 se tiene un monto de Bs.1,06 millones. Asimismo el monto alcanzado a diciembre de 2010 fue mayor al monto registrado a diciembre de 2009 cuando fue de Bs.129,25 millones, ésta variación significó un 3,61% (Bs.4,67 millones) a consecuencia principalmente del aumento de las subcuentas Obras en Curso y Baja Tensión dentro de la cuenta Bienes de Uso, en 3,48% (Bs.4,48 millones). El Activo no Corriente representó el 74,08%, 73,46% y 72,39% del Activo Total a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 el Activo no Corriente de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.132,23 millones, mismo que representa el 70,10% del Activo Total.

A diciembre de 2011 la cuenta más representativa del Activo no Corriente y del Activo total es la cuenta Bienes de Uso. La participación de esta cuenta respecto del Activo No Corriente se la puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico No. 4 Bienes de Uso, como principal cuenta del Activo No Corriente



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Bienes de Uso

La cuenta Bienes de Uso, netos de depreciación acumulada, al 31 diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.132,81 millones, inferior en 0,24% (Bs.315 mil) al registrado a diciembre de 2010 cuando alcanzó el monto de Bs.133,13 millones, variación negativa que corresponde principalmente a una disminución en la subcuenta Obras en curso. Asimismo, el monto registrado a diciembre de 2010 fue superior en 3,48% (Bs.4,48 millones) al registrado a diciembre de 2009, cuando fue de Bs.128,65 millones, debido principalmente al aumento de las subcuentas Baja Tensión y Obras en Curso, a consecuencia del incremento de nuevos activos fijos como postes, torres, conductores aéreos y medidores, también se encuentra paralelamente el incremento de nuevos bienes

de servicios en proceso de construcción. Asimismo, esta cuenta significó el 73,74%, 73,03% y 71,90% del Activo total, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 la cuenta Bienes de Uso alcanzó la cifra de Bs.131,34 millones, representando el 69,63% del Activo total.

8.1.3 Pasivo

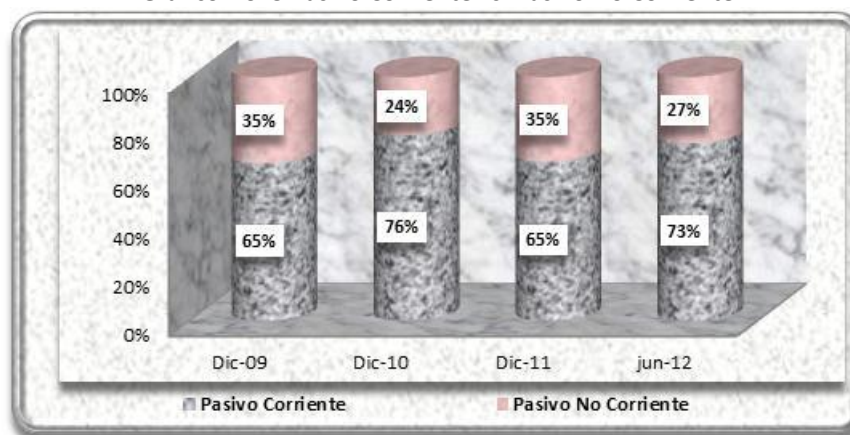
El Pasivo total de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 fue de Bs.105,89 millones, menor en 4,95% (Bs.5,51 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2010, cuando alcanzó el monto de Bs.111,40 millones, comportamiento que se atribuye fundamentalmente a la contracción de la porción Corriente del Pasivo. Asimismo, el monto de Pasivo Total correspondiente al 31 de diciembre de 2010 fue superior en 8,56% (Bs.8,78 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.102,62 millones, situación originada principalmente por el aumento de las cuentas Dividendos por Pagar y Deudas por Compra de Energía dentro del activo corriente.

El Pasivo Total de la Sociedad estuvo conformado por un 37,99%, 46,48% y 37,40% por el Pasivo Corriente a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Asimismo, estuvo compuesto por un 20,82%, 14,64% y 19,93% por el Pasivo no Corriente a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo Total de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.122,91 millones, el mismo que estuvo compuesto por 72,83% (89,51 millones) de Pasivo Corriente y 27,17% (Bs.33,40 millones) de Pasivo No Corriente.

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, existió siempre un predominio de la porción corriente del Pasivo en las gestiones analizadas.

Gráfico No. 5 Pasivo Corriente vs. Pasivo No Corriente



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Pasivo Corriente

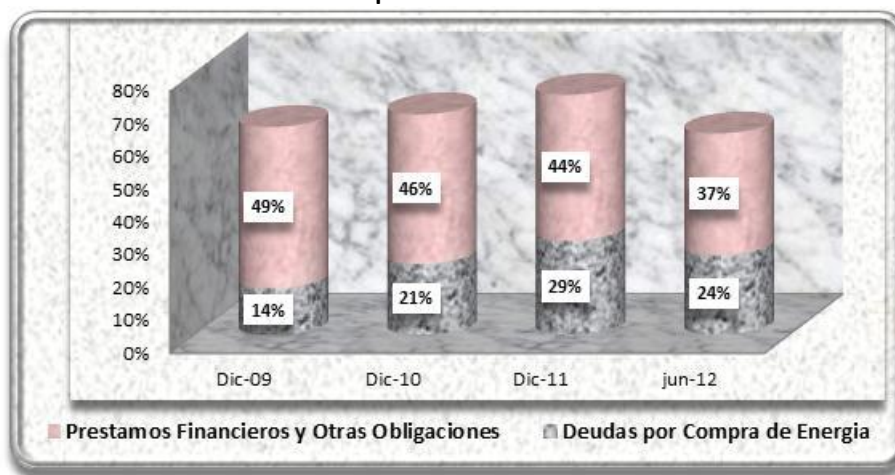
El Pasivo Corriente de la sociedad a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.69,07 millones, cifra mayor a la registrada a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.84,72 millones. Esta cifra, significó una disminución del 18,47% (Bs.15,65 millones). Esta disminución es atribuible principalmente al decremento de la cuenta Dividendos por pagar en 99,20% (Bs. 11,55 millones). Por otro lado, el monto de Pasivo Corriente registrado a diciembre de 2010 fue superior en un 27,82% (Bs.18,44 millones) al alcanzado a diciembre de 2009, cuando fue de Bs.66,29 millones. Debido principalmente al incremento en la cuenta Dividendos por Pagar en 1.302,63% (Bs.10,81 millones). El Pasivo Corriente representó el 64,59%, 76,05% y 65,23%, del total Pasivo a

diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente, además de significar el 37,99%, 46,48% y 37,40% del Pasivo más el Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo Corriente de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.89,51 millones, mismo que representa el 72,83% del Pasivo total y el 47,45% del Pasivo más el Patrimonio.

Al 31 de diciembre de 2011 las cuentas más representativas del Pasivo Corriente son: Préstamos Financieros y otras Obligaciones y Deudas por Compra de Energía. La participación de estas cuentas respecto del Pasivo Corriente se las puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico No. 6 Principales cuentas del Pasivo Corriente



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Préstamos Financieros y Otras Obligaciones

La línea de Préstamos Financieros y Otras Obligaciones al 31 de diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.30,68 millones, inferior en 20,59% (Bs.7,95 millones) a la cifra registrada a diciembre de 2010, cuando alcanzó el monto de Bs.38,64 millones, debido principalmente al pago de los préstamos contraídos con el Banco Mercantil Santa Cruz S.A y el Banco Ganadero S.A.

Asimismo, el monto de préstamos financieros y otras obligaciones al 31 de diciembre de 2010 fue superior en un 18,57% (Bs.6,05 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.32,59 millones, producto del aumento de préstamos con el Banco Unión S.A. y el Banco BISA S.A. Esta cuenta significó el 31,75%, 34,68% y 28,97% del Pasivo total y el 18,68%, 21,19% y 16,61% del Pasivo más el Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. La cuenta Préstamos Financieros y Otras Obligaciones a diciembre de 2011, es la más importante dentro del Pasivo Corriente y del Pasivo total.

Al 30 de Junio de 2012 esta cuenta alcanzó el monto de Bs.33,22 millones, la cual significó un 27,03% del Pasivo total y 17,61% del Pasivo más el Patrimonio.

Deudas por Compra de Energía

La cuenta Deudas por Compra de Energía al 31 de diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.19,75 millones, superior en 8,61% (Bs.1,57 millones). Este incremento es explicado principalmente por el recalculeo de transacciones del mes de Noviembre de 2011 que significó un incremento importante en los saldos deudores con las generadoras de energía para el cierre de gestión y por el crecimiento en las compras de energía respecto al periodo anterior. Por otro lado el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 alcanzó un total de Bs.18,18 millones, asimismo fue superior en 95,49% (Bs.8,88 millones) al registrado al 31 de Diciembre del 2009, cuando fue Bs.9,30 millones. Esto se debe a que en el 2010 no se tuvo una Reliquidación de Potencia (débitos o créditos por concepto de compra de potencia) tan favorable a la Empresa como sucedió el 2009, año en que la

Reliquidación de Potencia alcanzó Bs. 6,7 millones frente a una Reliquidación de Potencia favorable a la Empresa el 2010 de Bs. 1,25 millones. Esta cuenta presentó el 9,06%, 16,32%, 18,65% del pasivo total y el 5,33%, 9,97%, 10,69%, del pasivo más patrimonio respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 esta cuenta registró la cifra de Bs.21,59 millones la cual representó el 17,57% del Pasivo total y el 11,45% del Pasivo más el Patrimonio.

Pasivo no Corriente

El Pasivo no Corriente de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. a diciembre de 2011 alcanzó el monto de Bs.36,82 millones, monto superior al registrado a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.26,68 millones. Esta variación significó un crecimiento del 38,00% (Bs.10,14 millones), explicado principalmente por el aumento de la cuenta Préstamos Financieros y Otras Obligaciones. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue inferior en un 26,57% (Bs.9,65 millones) alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.36,33 millones, producto del decremento de las cuentas Préstamos Financieros y Otras Obligaciones y Previsión para Indemnizaciones. El Pasivo No Corriente representó el 35,41%, 23,95% y 34,77% del Pasivo total y el 20,82%, 14,64% y 19,93% del Pasivo más Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo No Corriente de la Sociedad, alcanzó la cifra de Bs.33,40 millones, mismo que representa el 27,17% del Pasivo Total y el 17,71% del Pasivo más el Patrimonio.

Al 31 de diciembre de 2011 la cuenta más representativa del Pasivo No Corriente corresponde a Préstamos Financieros y Otras Obligaciones. La participación de esta cuenta respecto del Pasivo No Corriente se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico No. 7 Evolución de los Préstamos Financieros y otras Obligaciones como principal cuenta del Pasivo No Corriente



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Préstamos Financieros y Otras Obligaciones

La cuenta Prestamos Financieros y Otras Obligaciones al 31 diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.26,85 millones, superior en 61,37% (Bs.10,21 millones) al registrado a diciembre de 2010, gestión en la cual alcanzó el monto de Bs.16,64 millones. La variación de esta cuenta es explicada principalmente por el aumento de la subcuenta Banco Nacional de Bolivia S.A. producto de la contratación de un crédito bancario a largo plazo con esta entidad financiera. Asimismo el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue inferior en un 20,45% (Bs.4,28 millones) al monto registrado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.20,91 millones, esta variación fue generada, por la disminución en los Préstamos de largo plazo con el Banco Mercantil Santa Cruz S.A. Esta cuenta representó el 20,38%, 14,93% y 25,35% del Pasivo Total y el 11,98%, 9,13% y 14,53% del Pasivo

más el Patrimonio, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. La cuenta Préstamos Financieros y Otras Obligaciones de Largo Plazo, a diciembre de 2011, es la cuenta más importante dentro del Pasivo no Corriente y la segunda en importancia dentro del Pasivo Total.

Al 30 de Junio de 2012 la cuenta Préstamos Financieros y Otras Obligaciones alcanzó la cifra de Bs.22,37 millones significando así el 18,20% del Pasivo Total y el 11,86% del Pasivo más el Patrimonio.

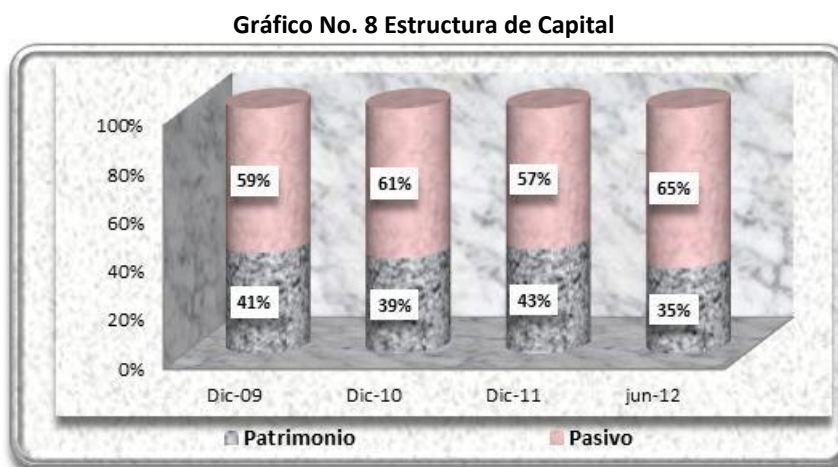
8.1.4 Patrimonio

El Patrimonio de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 fue de Bs.78,82 millones superior en 11,20% (Bs.7,94 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2010 cuando alcanzó el monto de Bs.70,88 millones, comportamiento que es atribuible al incremento de Resultados Acumulados. Asimismo, el monto de Patrimonio correspondiente a diciembre de 2010 fue inferior en 1,36% (Bs.978 mil) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.71,86 millones, situación originada principalmente por la disminución de la cuenta Resultados Acumulados.

El Patrimonio representó el 41,19%, 38,89% y 42,67% del Pasivo más el Patrimonio a Diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012, el Patrimonio de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. alcanzó el monto de Bs.65,73 millones, monto que representó el 34,84% respecto al Pasivo más el Patrimonio.

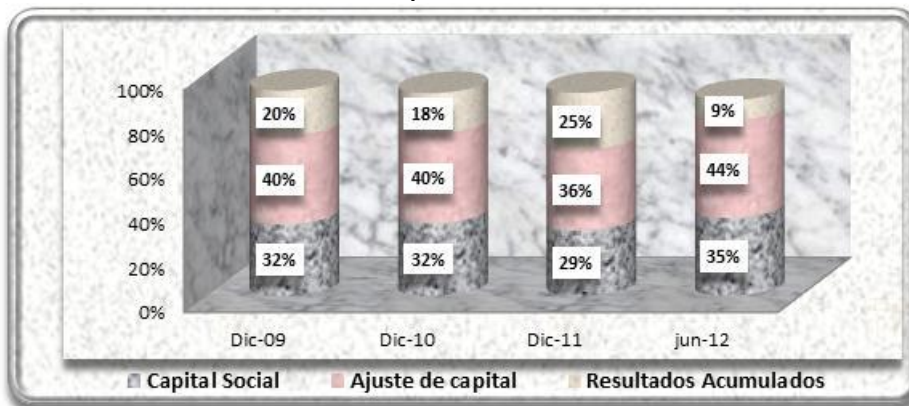
El siguiente gráfico muestra la estructura de capital de la Empresa de luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. durante las gestiones analizadas.



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, en las gestiones analizadas existió un predominio del Pasivo sobre el Patrimonio dentro de la estructura de capital de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2009, 2010, 2011 y Junio de 2012, las cuentas más representativas del Patrimonio son, Capital Social, Ajuste de Capital y Resultados Acumulados. La participación de estas cuentas respecto del Patrimonio se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico No. 9 Principales cuentas del Patrimonio



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Capital Social

La cuenta Capital Social al 31 diciembre de 2009, 2010 y 2011 alcanzó un monto de Bs.23,00 millones. La cuenta Capital Social representa el 32,00%, 32,45% y 29,18% del Patrimonio y el 13,18%, 12,62% y 12,45% del Pasivo más el Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Debemos aclarar que para fines de realizar el presente análisis del capital social, los saldos de esta cuenta al 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011 fueron reexpresados, registrándose una diferencia por la reexpresión, en la cuenta Ajuste de Capital, que registro el monto de 28,67 millones durante las tres gestiones.

Al 30 de Junio de 2012 esta cuenta alcanzó la cifra de Bs.23,00 millones, cifra que representa el 34,99% del Patrimonio y el 12,19% del Pasivo más el Patrimonio.

Ajuste de Capital

La cuenta Ajuste de Capital al 31 diciembre de 2009, 2010 y 2011 registró la cifra de Bs.28,67 millones como se mencionó anteriormente. El Ajuste de Capital significó, el 39,90%, 40,45% y 36,37% del Patrimonio y el 16,43%, 15,73% y 15,52% del Pasivo más el Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 esta cuenta alcanzó el monto Bs.28,67 millones, representando así el 43,62% del Patrimonio y el 15,20% del Pasivo más el Patrimonio.

Resultados Acumulados

La cuenta Resultados Acumulados al 31 diciembre de 2011 registró la cifra de Bs.20,06 millones, superior en 57,39% (Bs.7,31 millones) al 31 de diciembre de 2010, cuando llegó a Bs.12,74 millones, este incremento es explicado principalmente por el ajuste de partidas no monetarias, control del costo financiero y el crecimiento de las ventas. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue inferior en un 11,77% (Bs.1,70 millones) al alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.14,44 millones, debido principalmente a que en el 2010 se tuvo una Reliquidación de Potencia (créditos o débitos por compra de potencia) inferior a la registrada el 2009 que incidió significativamente en los resultados de la gestión 2010. Los Resultados Acumulados significaron, el 20,10%, 17,98% y 25,45% del Patrimonio y el 8,28%, 6,99% y 10,86% del Pasivo más el Patrimonio a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 esta cuenta alcanzó el monto Bs.5,97 millones, representando así el 9,09% del Patrimonio y el 3,17% del Pasivo más el Patrimonio.

8.2 Estado de Resultados

Ingresos por Ventas

Los Ingresos por Ventas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 31 de diciembre de 2011 alcanzaron el monto de Bs.162,50 millones superior en 3,15% (Bs.4,96 millones) a la cifra obtenida al 31 de diciembre de 2010 cuando fue de Bs.157,55 millones, este incremento es explicado por el constante crecimiento de la demanda de servicios que comercializa la Sociedad. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010, fue también superior en un 6,07% (Bs.9,01 millones) al alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.148,53 millones, debido principalmente al crecimiento de las subcuentas: Ventas de Energía contratos especiales, Ventas para Alumbrado Público e Ingresos por venta de energía devengados.

Al 30 de Junio de 2012 los Ingresos por Ventas fueron de Bs.84,94 millones.

Costo de Energía Comprada

El Costo de energía comprada a diciembre de 2011 fue de Bs. 98,88 millones superior en 2,11% (Bs.2,04 millones) a la cifra obtenida a diciembre de 2010 cuando alcanzó el monto de Bs.96,84 millones, este incremento se encuentra relacionado con el aumento en el nivel de ventas de la Sociedad. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue superior en un 7,37% (Bs.6,64 millones) al alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.90,20 millones, este incremento está relacionado con la reliquidación de Potencia muy favorable a la Empresa en la gestión 2009 y al igual que en la gestión 2010 con el crecimiento de los Ingresos por Ventas de la Sociedad.

Esta cuenta representó el 60,73%, 61,47% y 60,85% respecto a los Ingresos por Ventas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 esta cuenta alcanzó un monto de Bs.54,94 millones representando así el 64,68% de los Ingresos por Ventas.

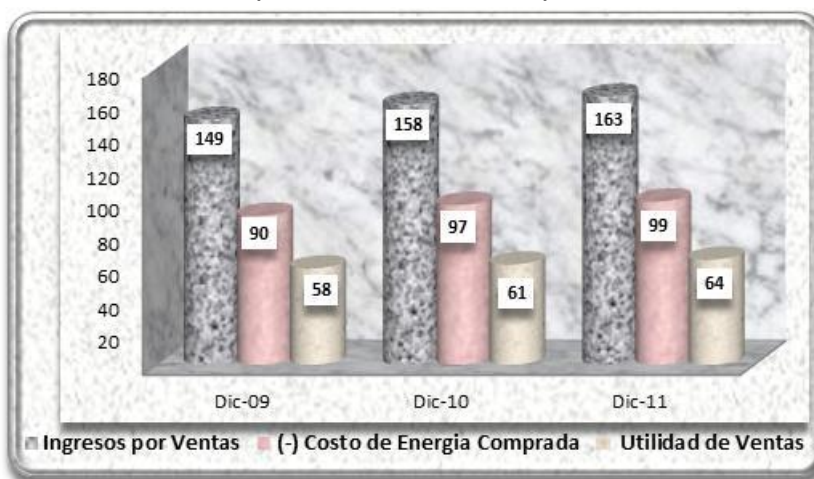
Utilidad de Ventas

La Utilidad de ventas de la Sociedad a diciembre de 2011 alcanzó un monto de Bs.63,62 millones, superior en 4,80% (Bs.2,92 millones) al registrado a diciembre de 2010, gestión en la cual se registró un monto de Bs.60,70 millones, el crecimiento registrado se debe principalmente al incremento de las Ventas de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., en mayor medida que el crecimiento registrado en el Costo de Energía comprada. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue superior en 4,06% (Bs.2,37 millones) al monto alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.58,33 millones, situación generada principalmente por una Reliquidación de Potencia muy favorable para la Empresa en la gestión 2009 y al crecimiento de las Ventas de la Sociedad en la gestión 2010.

Esta cuenta representó el 39,27%, 38,53% y 39,15% de los Ingresos por Ventas a Diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012 la Utilidad de ventas de la Sociedad alcanzó la cifra de Bs.30,00 millones representando el 35,32% de los Ingresos por Ventas.

**Gráfico No. 10 Evolución de los Ingresos por Ventas, Costo de energía Comprada y Utilidad de Ventas
(En millones de Bolivianos)**



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Gastos Operativos

Los Gastos operativo de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., compuestos principalmente por los Gastos de Comercialización, Gastos Generales de Administración y Depreciación de Bienes de Uso y Amortización, alcanzaron a diciembre de 2011 un total de Bs.46,95 millones, superior en 2,04% (Bs.940 mil) a la cifra obtenida a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.46,01 millones, debido principalmente al incremento de los Gastos Generales de Administración y los Gastos de Comercialización. Asimismo, el monto de Gastos Operativos correspondiente a diciembre de 2010 fue superior en 8,21% (Bs.3,49 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.42,52 millones, situación originada principalmente por el crecimiento de los Gastos de Comercialización.

Las principales cuentas que conforman los gastos Operativos, son los siguientes:

Gastos de Comercialización

Los Gastos de Comercialización, a diciembre de 2011, alcanzaron un monto de Bs.11,25 millones, superior en 5,91% (Bs.628 mil) a la cifra obtenida a diciembre de 2010 cuando fue de Bs.10,62 millones. Esta variación se debe principalmente al incremento del costo de lecturas de medidores, facturación y cobranza y la subcuenta de Previsión para Cuentas Incobrables. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue superior en un 30,22% (Bs.2,47 millones) al monto alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.8,16 millones, debido principalmente al incremento de la subcuenta de gastos Previsión para Cuentas Incobrables. El monto de la cuenta significó el 5,49%, 6,74% y 6,92% de los Ingresos por Ventas a diciembre de 2009, 2010 y 2011.

Asimismo, al 30 de Junio de 2012, Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. registró un monto de Bs.4,86 millones, cifra que representó el 5,72% de los Ingresos por Ventas de la Sociedad.

Depreciación de Bienes de Uso y Amortización

A diciembre de 2011, la Depreciación de bienes de uso y Amortización alcanzaron un monto de Bs.9,42 millones, superior en 1,61% (Bs.149 mil) a la cifra obtenida una gestión anterior cuando fue de Bs.9,27 millones, debido principalmente a la incorporación de nuevos bienes a la Empresa en la subcuenta bienes en Baja Tensión. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue superior en un 7,47% (Bs.644 mil) al monto alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.8,62 millones, debido principalmente a la

incorporación de nuevos bienes de uso en Alta, Media y Baja Tensión. La cifra alcanzada en esta cuenta significó el 5,80%, 5,88% y 5,79% de los ingresos por Ventas a diciembre de 2009, 2010 y 2011 respectivamente.

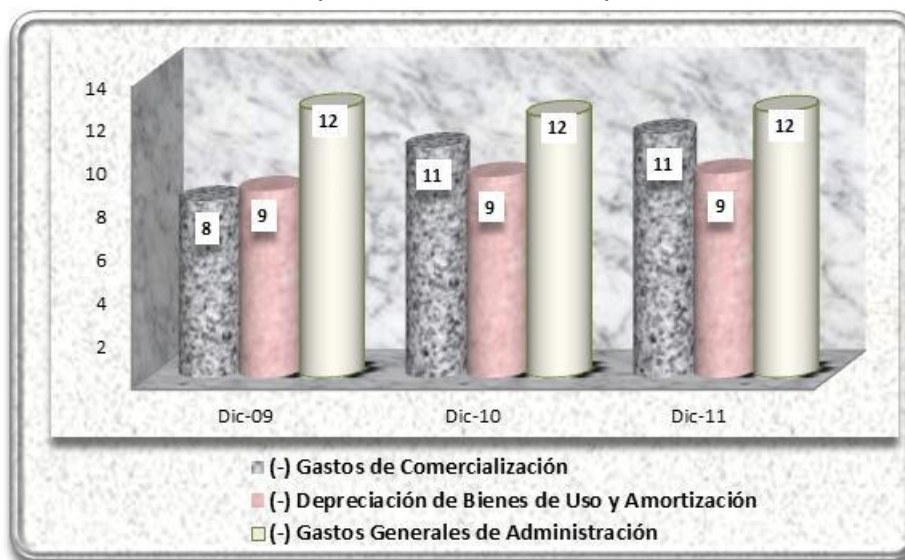
Asimismo, al 30 de Junio de 2012, Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. registró un monto de Bs.4,74 millones, cifra que representó el 5,59% de los Ingresos por Ventas de la Sociedad.

Gastos Generales de Administración

A diciembre de 2011, los Gastos Generales de Administración alcanzaron un monto de Bs.12,29 millones, superior en 1,85% (Bs.223 mil) a la cifra obtenida una gestión anterior cuando fue de Bs.12,07 millones, debido principalmente al incremento en la subcuenta Gastos del personal. Asimismo, el monto registrado al 31 de diciembre de 2010 fue inferior en un 2,63% (Bs.327 mil) al monto alcanzado al 31 de diciembre de 2009, cuando fue de Bs.12,40 millones, debido principalmente a la disminución de la subcuenta Otros Gastos (servicios básicos, ropa de trabajadores, publicidad). La cifra alcanzada en esta cuenta significó el 8,35%, 7,66% y 7,56% de los ingresos de Ventas a diciembre de 2009, 2010 y 2011 respectivamente.

Asimismo, al 30 de Junio de 2012 la Sociedad registró un monto de Bs.6,85 millones, cifra que representó el 8,07% de los Ingresos por Ventas de la Sociedad.

**Gráfico No. 11 Evolución de los principales Gastos Operativos
(En millones de Bolivianos)**



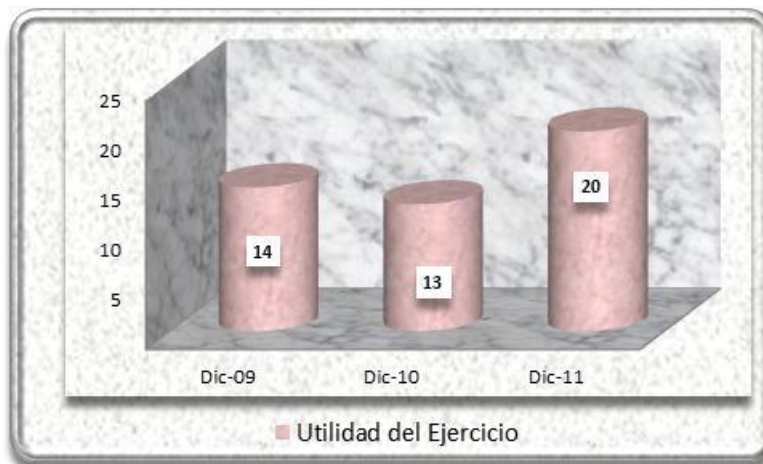
Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Utilidad Neta del Ejercicio

La Utilidad Neta del Ejercicio de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. alcanzó a diciembre de 2011, un monto de Bs.20,06 millones, superior en 57,39% (Bs.7,31 millones) al registrado a diciembre de 2010, cuando fue de Bs.12,74 millones, debido al incremento de los Ingresos por Ventas de la empresa y otros ingresos. Asimismo, el monto de Utilidad Neta del año correspondiente a diciembre de 2010 fue inferior en 11,77% (Bs.1,70 millones) al registrado al 31 de diciembre de 2009 cuando fue de Bs.14,44 millones, situación originada principalmente porque la Reliquidación de Potencia (créditos o débitos por concepto de compra de potencia) en el 2010 fue muy inferior a la que se tuvo el 2009. La Utilidad Neta del Ejercicio respecto a los Ingresos por Ventas representó el 9,72%, 8,09% y 12,34% a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente.

Al 30 de Junio de 2012, esta cuenta registró un monto de Bs.5,97 millones representando así el 7,03% de los Ingresos por Ventas.

**Gráfico No. 12 Evolución de la Utilidad Neta del Ejercicio
(En millones de Bolivianos)**



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

8.3 Indicadores Financieros

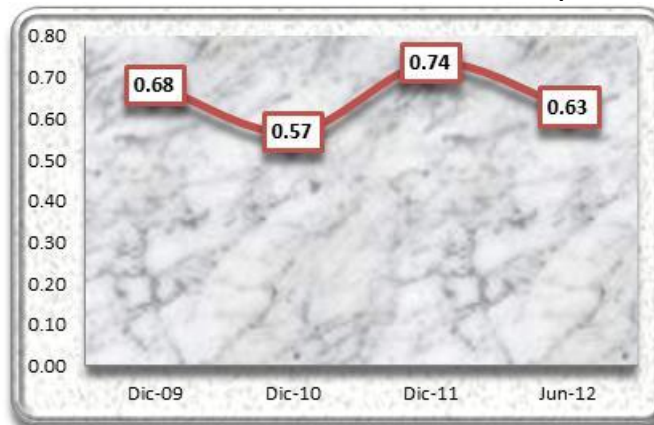
Indicadores de Liquidez y Solvencia

Coefficiente de Liquidez

El Coeficiente de Liquidez, representado por el Activo Corriente entre el Pasivo Corriente, fundamentalmente muestra la capacidad que tiene la Sociedad de poder cubrir sus deudas de corto plazo con sus activos de corto plazo. Durante las gestiones analizadas este ratio registró niveles de 0,68, 0,57 y 0,74 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Entre las gestiones 2009 y 2010 este indicador tuvo una variación negativa del 16,33%, mientras que entre las gestiones 2010 y 2011 la variación fue positiva en un 29,31%.

Al 30 de Junio de 2012 el coeficiente de liquidez alcanzó la cifra de 0,63 veces.

Gráfico No. 13 Evolución del Coeficiente de Liquidez



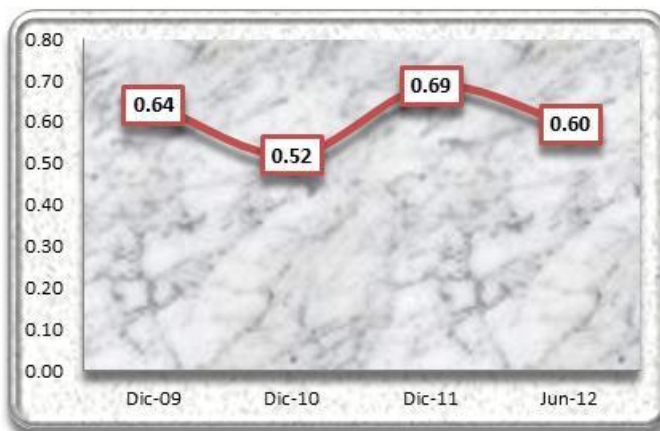
Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Prueba Ácida

El indicador de la Prueba Ácida, mide la capacidad de la Sociedad para cubrir sus deudas a corto plazo, con sus activos de más rápida realización, excluyendo los activos menos líquidos como son los inventarios. A diciembre de 2009, 2010 y 2011 este indicador registró niveles de 0,64, 0,52, 0,69 veces, respectivamente. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación negativa del 18,86% y entre diciembre de 2010 y 2011 varió de forma positiva en un 32,10%.

Al 30 de Junio de 2012 el ratio de la prueba ácida fue de 0,60 veces.

Gráfico No. 14 Evolución del Indicador de la Prueba Ácida

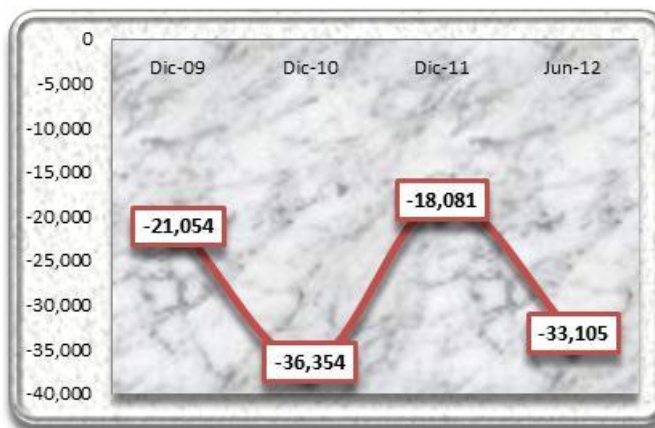


Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Capital de Trabajo

El Capital de Trabajo mide el margen de seguridad para los acreedores o bien la capacidad de pago de la Sociedad para cubrir sus deudas a corto plazo, es decir, el dinero con el cual la Sociedad cuenta para realizar sus operaciones normales. A diciembre de 2011 este indicador alcanzó el monto negativo de Bs.18,08 millones superior en 50,26% (Bs.18,27 millones) al registrado a diciembre de 2010 cuando alcanzó un monto negativo de Bs.36,35 millones, esta variación positiva se debe principalmente a la Disminución de la cuenta Dividendos por Pagar dentro del Pasivo Corriente. Asimismo, a diciembre de 2010, este índice alcanzó una cifra inferior en un 72,67% (Bs.15,30 millones) a la registrada a diciembre 2009 cuando registró el monto negativo de Bs.21,05 millones, debido principalmente al aumento del Pasivo Corriente en mayor medida que el crecimiento registrado en el Activo Corriente durante la gestión 2010, producto principalmente de un incremento considerable de la cuenta Dividendos por pagar. Al 30 de Junio de 2012 el Capital de Trabajo alcanzó el monto negativo de Bs.33,11 millones. El Capital de Trabajo negativo en este tipo de Empresas es particular debido a que existe una alta predictibilidad de los flujos de entrada y salida relacionados con las recaudaciones por venta de energía y compra de energía respectivamente.

**Gráfico No. 15 Evolución del Indicador del Capital de Trabajo
(En miles de Bolivianos)**



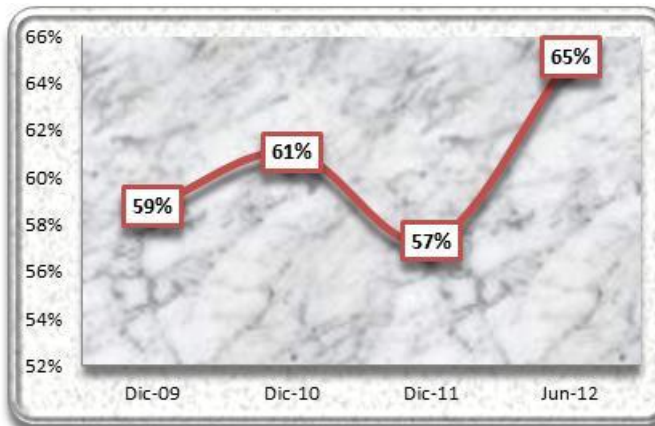
Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Indicadores de Endeudamiento

Razón de Endeudamiento

La Razón de Endeudamiento muestra el porcentaje que representa el total de pasivos de la Sociedad, en relación a los activos totales de la misma. Este indicador mostró resultados de 58,81%, 61,11% y 57,33%, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Entre las gestiones 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación positiva del 3,91%, debido principalmente a un crecimiento tanto en el Activo Total como en el Pasivo Total, mientras que entre las gestiones 2010 y 2011 el índice varió de forma negativa en un 6,20% debido principalmente a una disminución del Pasivo Total durante la gestión 2011 en mayor medida que el incremento registrado en el Activo Total. Al 30 de Junio de 2012 la Razón de Endeudamiento fue de 65,16%.

Gráfico No. 16 Evolución de la razón de Endeudamiento

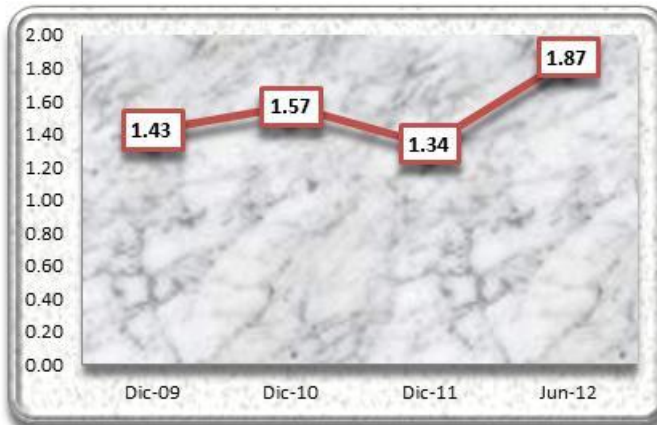


Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Razón Deuda a Patrimonio

La razón deuda a patrimonio refleja la relación de todas las obligaciones del pasivo con terceros de la Sociedad en relación al total de su patrimonio neto. Es decir, el ratio indica si las obligaciones con terceros son mayores o menores que las obligaciones con los accionistas de la Sociedad. Este indicador alcanzó los siguientes resultados 1,43, 1,57 y 1,34 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Esta tendencia se produce a raíz de los pequeños incrementos registrados en el Patrimonio Neto durante las gestiones analizadas. Entre las gestiones 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación positiva del 10,06% y entre las gestiones 2010 y 2011 varió negativamente en un 14,52%. Al 30 de Junio de 2012, la Razón Deuda a Patrimonio alcanzó la cifra de 1,87 veces.

Gráfico No. 17 Evolución de la razón Deuda a Patrimonio



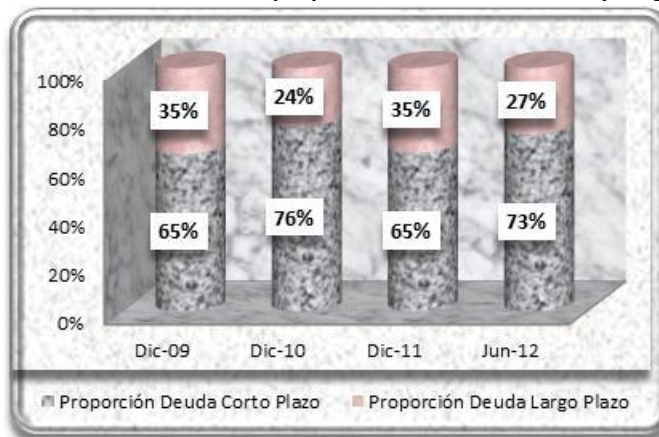
Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Proporción Deuda Corto y Largo Plazo

La proporción de Deuda a Corto Plazo y Largo Plazo, muestra la composición del Pasivo en función a la exigibilidad de las obligaciones. El Pasivo de la Sociedad estuvo compuesto en 64,59%, 76,05% y 65,23% por el Pasivo Corriente y por 35,41%, 23,95% y 34,77% por el Pasivo no Corriente a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. A lo largo de las gestiones analizadas se puede apreciar que existió un predominio de la porción Corriente del Pasivo sobre la porción no Corriente del Pasivo.

Entre diciembre 2009 y diciembre 2010, la porción de Deuda de Corto Plazo tuvo una variación positiva de 17,74% mientras que entre diciembre 2010 y diciembre 2011 registró una variación negativa de 14,23%. La primera situación dada principalmente por un incremento en la cuenta Dividendos por Pagar dentro del Pasivo Corriente y la segunda situación dada principalmente por una disminución en las cuentas Dividendos por Pagar y Préstamos Financieros y Otras Obligaciones. Asimismo entre diciembre 2009 y diciembre 2010, la porción de Deuda de Largo Plazo registró una variación negativa de 32,36%, mientras que entre diciembre 2010 y diciembre 2011, la variación fue positiva en 45,19%. La primera situación dada por el disminución en las cuentas Préstamos Financieros y Otras Obligaciones y Previsión para Indemnizaciones y la segunda situación dada por el incremento en la cuenta Préstamos Financieros y Otras Obligaciones durante la gestión 2011. Al 30 de Junio de 2012 el Pasivo de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro estuvo conformado por un 72,83% de Pasivo Corriente y 27,17% de Pasivo no Corriente.

Gráfico No. 18 Evolución de la proporción de Deuda a Corto y Largo Plazo



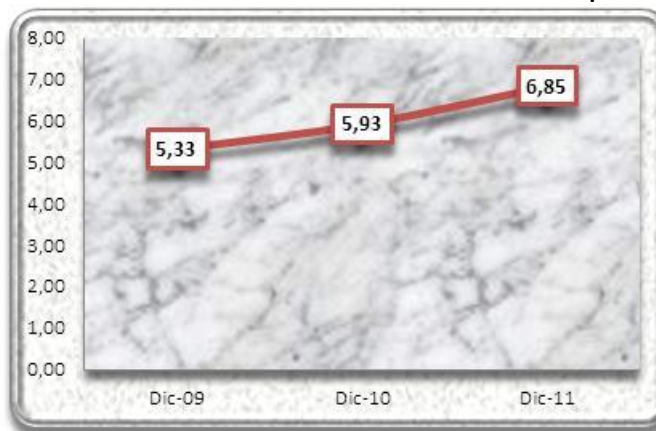
Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Indicadores de Actividad

Rotación Cuentas por Cobrar

El indicador de rotación de cuentas por cobrar se refiere a las veces promedio al año que se realizan cobros a los clientes. Este indicador mostró los siguientes resultados 5,33, 5,93 y 6,85 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Este indicador sufrió una variación positiva de 11,26% y de 15,41% entre las gestiones de diciembre 2010 y 2011 respectivamente. El comportamiento de este ratio fue creciente durante las gestiones analizadas y es atribuible a la disminución de las cuentas por cobrar clientes en las gestiones 2010 y 2011, y al incremento registrado en los Ingresos por Ventas de la Sociedad, durante las mismas gestiones.

Gráfico No. 19 Evolución del indicador de Rotación de Cuentas por Cobrar



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Plazo Promedio de Cobro

El plazo promedio de cobro muestra el plazo promedio en días en los que se realizan los cobros de las cuentas por cobrar comerciales. A diciembre de 2009, 2010 y 2011 este indicador mostró los siguientes resultados 67, 61 y 53 días, respectivamente. El comportamiento descendente suscitado entre las gestiones 2010, 2011 está relacionado directamente con el comportamiento del índice de rotación de cuentas por cobrar. Entre diciembre de 2010 y 2011, este indicador varió negativamente en 13,35%, de igual manera a lo ocurrido entre las

gestiones 2009 y 2010 cuando el índice varió negativamente en un 10,12%, producto también de la relación indirecta con el índice de Rotación de cuentas por Cobrar.

Gráfico No. 20 Evolución del Plazo Promedio de Cobro

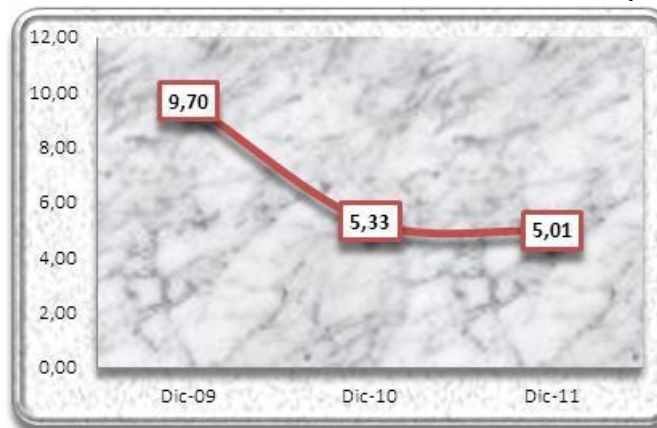


Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Rotación Cuentas por Pagar

El indicador de rotación de Cuentas por Pagar se interpreta como las veces promedio al Ejercicio en que la Sociedad convirtió sus compras en "Cuentas por Pagar". Este indicador mostró los siguientes resultados 9,70, 5,33 y 5,01 veces, a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Entre diciembre de 2011 y diciembre de 2010 la variación negativa de este indicador fue del 5,98%, igual a lo ocurrido entre diciembre de 2009 y 2010, cuando este índice varió negativamente en un 45,08%.

Gráfico No. 21 Evolución del Indicador de Rotación de Cuentas por Pagar



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Plazo Promedio de Pago

El Plazo Promedio de Pago muestra la cantidad de días promedio en que se realizan los pagos pendientes de las cuentas por pagar. A diciembre de 2009, 2010 y 2011 este indicador mostró los siguientes resultados 37, 68, y 72 días, respectivamente. El comportamiento registrado en las gestiones analizadas se debe principalmente al movimiento de la rotación de Cuentas por Pagar. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador aumento en 82,08%, mientras que entre diciembre de 2010 y 2011, aumento en 6,36%.

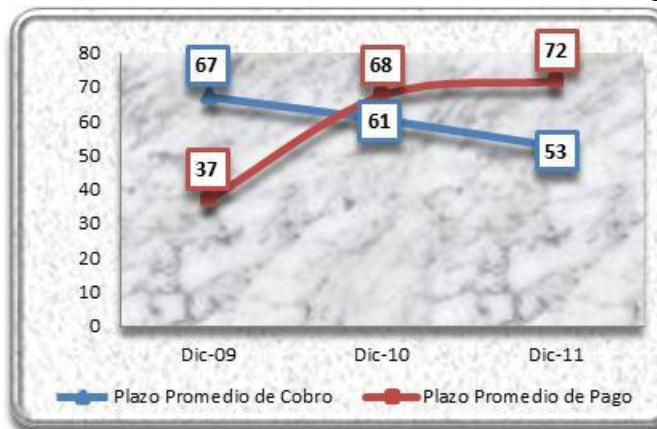
Gráfico No. 22 Evolución del Plazo Promedio de Pago



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Durante las gestiones analizadas, se puede evidenciar, el esfuerzo de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. por hacer más eficientes sus políticas de cobranza y de pago, habiendo logrado un plazo promedio de cobranza inferior al plazo promedio de pagos. Este aspecto permite a la Sociedad tener mayor holgura a la hora de afrontar sus obligaciones a corto plazo.

Gráfico No. 23 Plazo Promedio de Cobro vs. Plazo Promedio de Pago



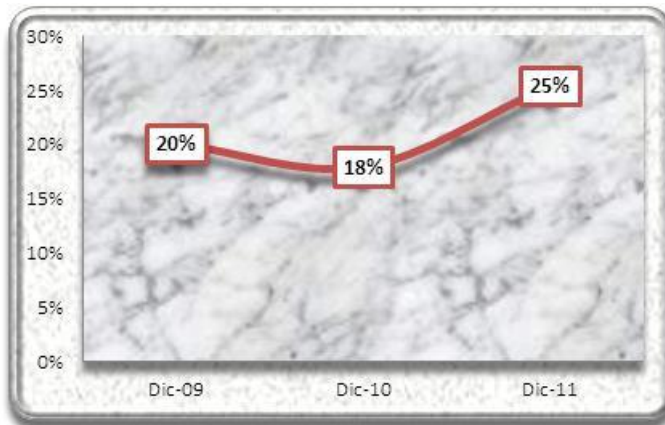
Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Indicadores de Rentabilidad

Retorno sobre el Patrimonio (ROE)

El ROE permite determinar en términos de porcentaje, la ganancia o pérdida que ha obtenido la Sociedad, frente a la inversión de los accionistas que fue requerida para lograrla. El ROE durante las gestiones analizadas mostró un porcentaje de 20,10%, 17,98% y 25,45% a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. El comportamiento registrado entre las gestiones 2009 y 2010 se debe principalmente al decremento del Patrimonio en menor proporción que el decremento de la Utilidad Neta del Ejercicio, cuando el índice varió en forma negativa en un 10,55%. Entre diciembre de 2010 y 2011, el ROE aumentó en un 41,53%, debido principalmente al incremento registrado en el Patrimonio en mayor medida que el incremento en la Utilidad Neta del Ejercicio.

Gráfico No. 24 Evolución del Retorno sobre el Patrimonio

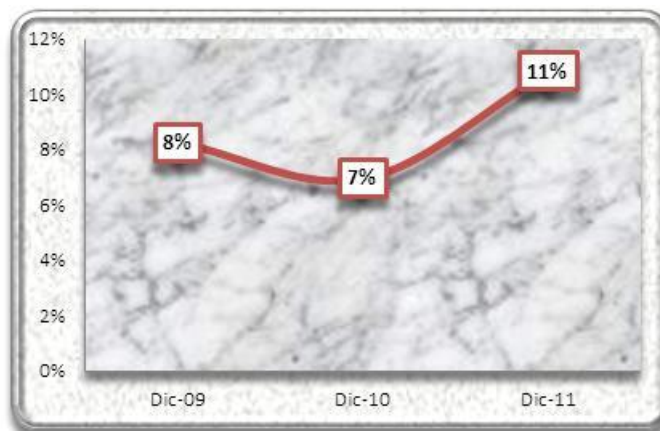


Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Retorno sobre el Activo (ROA)

El ROA nos muestra en términos de porcentaje, la eficiencia en la aplicación de las políticas administrativas, indicándonos el rendimiento obtenido de acuerdo a la propia inversión. El ROA a diciembre de 2009, 2010 y 2011 mostró un rendimiento del 8,28%, 6,99% y 10,86%, respectivamente. Este comportamiento, similar a lo ocurrido con el ROE, es atribuible al comportamiento de la Utilidad Neta del Ejercicio en relación al crecimiento del Activo total. Entre diciembre de 2009 y 2010 el ROA disminuyó en 15,55% mientras que entre diciembre de 2010 y 2011 aumentó en un 55,32%.

Gráfico No. 25 Evolución del Retorno sobre el Activo

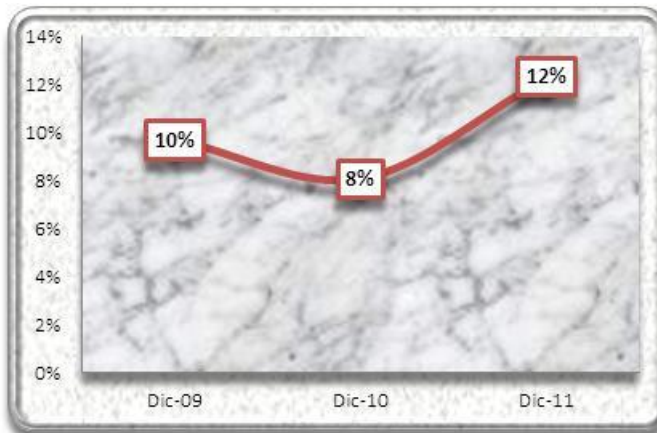


Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Retorno sobre las Ventas

El Retorno sobre las Ventas refleja el rendimiento que por ventas obtiene la Sociedad en sus operaciones propias. Este indicador alcanzó rendimientos de 9,72%, 8,09% y 12,34% a diciembre de 2009, 2010 y 2011, respectivamente. Este comportamiento es explicado por el movimiento de la Utilidad Neta del Ejercicio en relación al crecimiento de los Ingresos por Ventas de la Sociedad durante las gestiones analizadas. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador tuvo una variación negativa del 16,81%, mientras que entre diciembre de 2010 y 2011 la variación fue positiva en 52,59%.

Gráfico No. 26 Evolución del Retorno sobre las Ventas

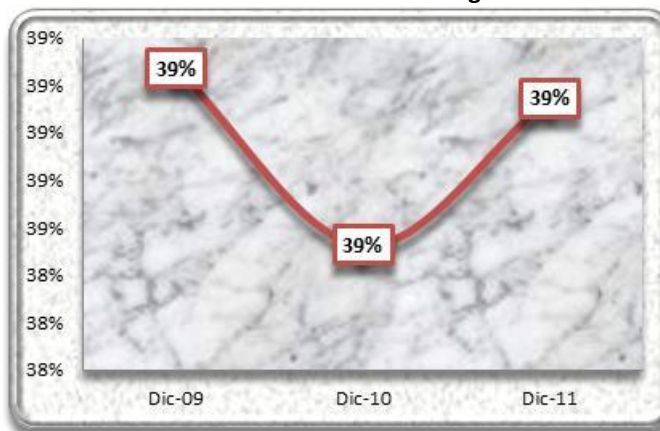


Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Margen Bruto

El Margen Bruto representa el porcentaje de dinero que la Sociedad recibe después de los costos operativos en relación a los ingresos brutos de la misma. El Margen Bruto a diciembre de 2009, 2010 y 2011 mostró porcentajes de 39,27%, 38,53% y 39,15% respectivamente. El comportamiento registrado en la gestión 2009 – 2010 se debe a un mayor crecimiento de los Ingresos por Ventas, y el consecuente aumento del Costo de Energía Comprada, en relación al incremento de la Utilidad de Ventas. Durante las gestiones analizadas el incremento de la Utilidad de Ventas fue menor al incremento en los Ingreso por Ventas. Entre diciembre de 2009 y 2010, este indicador varió negativamente en un 1,89%, mientras que entre diciembre de 2010 y 2011, el Margen Bruto aumentó en 1,60%.

Gráfico No. 27 Evolución del Margen Bruto



Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

8.4 Cambios en los responsables de la elaboración de Reportes Financieros

Al 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011 la empresa encargada de auditar los Estados Financieros de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. fue PriceWaterhouseCoopers S.R.L. En las gestiones analizadas las empresas de auditoría externa emitieron sus respectivos dictámenes sin salvedades.

Asimismo, en las mismas gestiones se produjeron cambios en la Supervisión de e Contabilidad. La persona responsable de la emisión de los Estados Financieros de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. para el cierre al 31 de



diciembre de 2009 y 2010 fue la Lic. Carmen Ameller (Supervisor de Contabilidad) mientras que, para el 31 de diciembre de 2011 y a la fecha el responsable de la emisión de los Estados Financieros es el Lic. Omar Salazar R., quien actualmente ocupa el cargo de Contador General. El cambio del representante de la Emisión de los Estados Financieros se produjo debido a la reorganización administrativa de la Supervisión de Contabilidad.

8.5 Cálculo de los compromisos financieros

Los Compromisos financieros de la Empresa de Luz y fuerza Eléctrica de Oruro S.A. al 30 de Junio de 2012, son los siguientes:

Ratio	Formula	Datos (Miles de Bs.)	Obtenido al 30/06/12
Ratio de Cobertura de Deuda (RCD)	<u>EBITDA+Saldo en efectivo</u>	<u>34,757</u>	0.44
	Amortización de Capital + Intereses	79,302	
Relacion deuda Patrimonio (RDP)	<u>Deuda Financiera Neta</u>	<u>57,693</u>	0.88
	Patrimonio Neto	65,728	

Fuente: ELFEOSA

La Empresa de Luz y fuerza Eléctrica de Oruro S.A. expondrá claramente sus compromisos financieros en los prospectos complementarios de cada emisión dentro del presente programa, datos que se mantendrán dentro de los parámetros comprometidos.

8.6 Información Financiera
Cuadro No. 29 Balance General

BALANCE GENERAL				
(En Miles de Bolivianos)				
PERÍODO	31-dic-09 (Reexp.)	31-dic-10 (Reexp.)	31-dic-11 (Reexp.)	30-jun-12
Valor UFV	1.53754	1.56451	1.71839	1.76242
ACTIVO				
Activo Corriente				
Disponibilidades	118	5,201	9,405	9,571
Cuentas por Cobrar de Clientes	27,849	26,549	23,728	27,967
Otras Cuentas por Cobrar	14,551	12,350	14,362	15,828
Cuentas por Cobrar a Empresas Vinculadas	-	-	-	-
Cuentas con Empresas Relacionadas	8	5	5	6
Inventarios	2,707	4,266	3,493	3,036
Total Activo Corriente	45,232	48,370	50,993	56,407
Activo No Corriente				
Inversiones Permanentes	94	92	87	124
Bienes de Uso	128,651	133,126	132,812	131,344
Cargos Diferidos	501	695	820	764
Total Activo No Corriente	129,246	133,914	133,719	132,232
TOTAL ACTIVO	174,478	182,284	184,712	188,639
PASIVO				
Pasivo Corriente				
Proveedores Comerciales	563	310	236	142
Deudas por Compra de Energia	9,301	18,183	19,748	21,591
Cuentas con Empresas Relacionadas	4,305	3,269	2,834	2,558
Deudas Sociales y Fiscales	8,766	8,984	11,572	8,587
Dividendos por Pagar	830	11,639	94	18,669
Otras Cuentas por Pagar	9,936	3,705	3,911	4,748
Prestamos Financieros y Otras Obligaciones	32,585	38,635	30,681	33,217
Total Pasivo Corriente	66,286	84,724	69,074	89,512
Pasivo No Corriente				
Préstamos Financieros y Otras Obligaciones	20,911	16,636	26,845	22,371
Depósitos de Consumidores	4,091	4,266	4,462	4,487
Prevision para Indemnizaciones	11,330	5,776	5,509	6,541
Total Pasivo No Corriente	36,332	26,678	36,816	33,400
TOTAL PASIVO	102,618	111,402	105,890	122,911
PATRIMONIO				
Capital Social	22,998	22,998	22,998	22,998
Ajuste de capital	28,670	28,670	28,670	28,670
Reserva General	193	190	173	169
Reserva Legal	3,714	4,360	4,550	5,414
Ajuste de Reservas Patrimoniales	1,841	1,920	2,374	2,503
Resultados Acumulados	14,443	12,744	20,057	5,974
TOTAL PATRIMONIO	71,860	70,882	78,821	65,728
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	174,478	182,284	184,712	188,639
Cuentas de Orden	2,015	1,982	4,964	5,040

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

Cuadro No. 30 Análisis Vertical del Balance General

BALANCE GENERAL (En Miles de Bolivianos)				
PERÍODO	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	30-jun-12
Valor UFV	1.53754	1.56451	1.71839	1.76242
ACTIVO				
Activo Corriente				
Disponibilidades	0.07%	2.85%	5.09%	5.07%
Cuentas por Cobrar de Clientes	15.96%	14.56%	12.85%	14.83%
Otras Cuentas por Cobrar	8.34%	6.77%	7.78%	8.39%
Cuentas por Cobrar a Empresas Vinculadas	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Cuentas con Empresas Relacionadas	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Inventarios	1.55%	2.34%	1.89%	1.61%
Total Activo Corriente	25.92%	26.54%	27.61%	29.90%
Activo No Corriente				
Inversiones Permanentes	0.05%	0.05%	0.05%	0.07%
Bienes de Uso	73.74%	73.03%	71.90%	69.63%
Cargos Diferidos	0.29%	0.38%	0.44%	0.40%
Total Activo No Corriente	74.08%	73.46%	72.39%	70.10%
TOTAL ACTIVO	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
PASIVO				
Pasivo Corriente				
Proveedores Comerciales	0.32%	0.17%	0.13%	0.08%
Deudas por Compra de Energia	5.33%	9.97%	10.69%	11.45%
Cuentas con Empresas Relacionadas	2.47%	1.79%	1.53%	1.36%
Deudas Sociales y Fiscales	5.02%	4.93%	6.27%	4.55%
Dividendos por Pagar	0.48%	6.39%	0.05%	9.90%
Otras Cuentas por Pagar	5.69%	2.03%	2.12%	2.52%
Prestamos Financieros y Otras Obligaciones	18.68%	21.19%	16.61%	17.61%
Total Pasivo Corriente	37.99%	46.48%	37.40%	47.45%
Pasivo No Corriente				
Préstamos Financieros y Otras Obligaciones	11.98%	9.13%	14.53%	11.86%
Depósitos de Consumidores	2.34%	2.34%	2.42%	2.38%
Prevision para Indemnizaciones	6.49%	3.17%	2.98%	3.47%
Total Pasivo No Corriente	20.82%	14.64%	19.93%	17.71%
TOTAL PASIVO	58.81%	61.11%	57.33%	65.16%
PATRIMONIO				
Capital Social	13.18%	12.62%	12.45%	12.19%
Ajuste de capital	16.43%	15.73%	15.52%	15.20%
Reserva General	0.11%	0.10%	0.09%	0.09%
Reserva Legal	2.13%	2.39%	2.46%	2.87%
Ajuste de Reservas Patrimoniales	1.06%	1.05%	1.29%	1.33%
Resultados Acumulados	8.28%	6.99%	10.86%	3.17%
TOTAL PATRIMONIO	41.19%	38.89%	42.67%	34.84%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Cuentas de Orden	1.15%	1.09%	2.69%	2.67%

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Cuadro No. 31 Análisis Vertical del Pasivo

ANÁLISIS VERTICAL DEL PASIVO				
PERÍODO	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	30-jun-12
PASIVO				
Pasivo Corriente				
Proveedores Comerciales	0.55%	0.28%	0.22%	0.12%
Deudas por Compra de Energía	9.06%	16.32%	18.65%	17.57%
Cuentas con Empresas Relacionadas	4.20%	2.93%	2.68%	2.08%
Deudas Sociales y Fiscales	8.54%	8.06%	10.93%	6.99%
Dividendos por Pagar	0.81%	10.45%	0.09%	15.19%
Otras Cuentas por Pagar	9.68%	3.33%	3.69%	3.86%
Prestamos Financieros y Otras Obligaciones	31.75%	34.68%	28.97%	27.03%
Total Pasivo Corriente	64.59%	76.05%	65.23%	72.83%
Pasivo No Corriente				
Préstamos Financieros y Otras Obligaciones	20.38%	14.93%	25.35%	18.20%
Depósitos de Consumidores	3.99%	3.83%	4.21%	3.65%
Prevision para Indemnizaciones	11.04%	5.19%	5.20%	5.32%
Total Pasivo No Corriente	35.41%	23.95%	34.77%	27.17%
TOTAL PASIVO	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Cuadro No. 32 Análisis Vertical del Patrimonio

ANÁLISIS VERTICAL DEL PATRIMONIO				
PERÍODO	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	30-jun-12
PATRIMONIO				
Capital Social	32.00%	32.45%	29.18%	34.99%
Ajuste de capital	39.90%	40.45%	36.37%	43.62%
Reserva General	0.27%	0.27%	0.22%	0.26%
Reserva Legal	5.17%	6.15%	5.77%	8.24%
Ajuste de Reservas Patrimoniales	2.56%	2.71%	3.01%	3.81%
Resultados Acumulados	20.10%	17.98%	25.45%	9.09%
TOTAL PATRIMONIO	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Cuadro No. 33 Análisis Horizontal del Balance General

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL BALANCE GENERAL (Variación absoluta en miles de Bolivianos)				
PERIODOS VARIACIÓN	31-dic-09 vs. 31-dic-10		31-dic-10 vs. 31-dic-11	
	ABSOLUTA	RELATIVA	ABSOLUTA	RELATIVA
ACTIVO				
Activo Corriente				
Disponibilidades	5,083	4323.76%	4,204	80.85%
Cuentas por Cobrar de Clientes	(1,300)	(4.67%)	(2,821)	(10.63%)
Otras Cuentas por Cobrar	(2,201)	(15.13%)	2,013	16.30%
Cuentas por Cobrar a Empresas Vinculadas	-	-	-	-
Cuentas con Empresas Relacionadas	(3)	(37.38%)	0	5.96%
Inventarios	1,559	57.60%	(773)	(18.13%)
Total Activo Corriente	3,139	6.94%	2,623	5.42%
Activo No Corriente				
Inversiones Permanentes	(1)	(1.33%)	(6)	(6.14%)
Bienes de Uso	4,475	3.48%	(315)	(0.24%)
Cargos Diferidos	194	38.75%	125	18.03%
Total Activo No Corriente	4,668	3.61%	(195)	(0.15%)
TOTAL ACTIVO	7,806	4.47%	2,427	1.33%
PASIVO				
Pasivo Corriente				
Proveedores Comerciales	(253)	(44.97%)	(74)	(23.95%)
Deudas por Compra de Energia	8,881	95.49%	1,565	8.61%
Cuentas con Empresas Relacionadas	(1,036)	(24.07%)	(435)	(13.31%)
Deudas Sociales y Fiscales	218	2.49%	2,588	28.81%
Dividendos por Pagar	10,809	1302.63%	(11,545)	(99.20%)
Otras Cuentas por Pagar	(6,231)	(62.71%)	205	5.54%
Prestamos Financieros y Otras Obligaciones	6,050	18.57%	(7,954)	(20.59%)
Total Pasivo Corriente	18,438	27.82%	(15,650)	(18.47%)
Pasivo No Corriente				
Préstamos Financieros y Otras Obligaciones	(4,276)	(20.45%)	10,210	61.37%
Depósitos de Consumidores	175	4.27%	196	4.59%
Prevision para Indemnizaciones	(5,554)	(49.02%)	(267)	(4.63%)
Total Pasivo No Corriente	(9,654)	(26.57%)	10,138	38.00%
TOTAL PASIVO	8,784	8.56%	(5,512)	(4.95%)
PATRIMONIO				
Capital Social	-	-	-	-
Ajuste de capital	0	0.00%	0	0.00%
Reserva General	(3)	(1.72%)	(17)	(8.95%)
Reserva Legal	646	17.38%	190	4.35%
Ajuste de Reservas Patrimoniales	80	4.32%	453	23.61%
Resultados Acumulados	(1,700)	(11.77%)	7,313	57.39%
TOTAL PATRIMONIO	(978)	(1.36%)	7,939	11.20%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	7,806	4.47%	2,427	1.33%
Cuentas de Orden	-	33.14	-1.64%	2,982.37
				150.50%

Elaboración Propia
Fuente: ELFEOSA

Cuadro No. 34 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS				
(En Miles de Bolivianos)				
PERÍODO	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	30-jun-12
Valor UFV	(Reexp.)	(Reexp.)	(Reexp.)	
Ingresos por Ventas	148,533	157,545	162,502	84,940
(-) Costo de Energía Comprada	90,199	96,842	98,885	54,937
Utilidad de Ventas	58,334	60,702	63,617	30,003
Gastos Operativos				
(-) Gastos de Distribucion y Mantenimiento	7,946	8,290	8,252	3,983
(-) Gastos de Comercialización	8,158	10,624	11,252	4,856
(-) Gastos Generales de Administración	12,396	12,070	12,293	6,854
(-) Impuestos	5,398	5,763	5,740	2,951
(-) Depreciación de Bienes de Uso y Amortización	8,622	9,266	9,415	4,744
Total Gastos	42,520	46,012	46,952	23,388
Utilidad Operativa	15,814	14,690	16,665	6,615
Otros Ingresos (Egresos)				
Ingresos Financieros	109	11	0	2
Gastos Financieros	(3,577)	(2,894)	(2,559)	(1,612)
Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes	2,998	1,361	7,098	1,917
Diferencia de Cambio	(86)	32	50	(1)
Otros Ingresos (Egresos) neto	(815)	(457)	(1,198)	(946)
Total Otros Ingresos	(1,371)	(1,947)	3,391	(641)
Ganancia (pérdida) neta antes de impuestos	14,443	12,744	20,057	5,974
Impuesto a las utilidades de las empresas				
Utilidad Neta del Ejercicio	14,443	12,744	20,057	5,974

Elaboración Propia

Fuente: ELFEO S.A

Cuadro No. 35 Análisis Vertical del Estado de Resultados

ANÁLISIS VERTICAL DEL ESTADO DE RESULTADOS				
PERÍODO	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	30-jun-12
Ingresos por Ventas	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
(-) Costo de Energía Comprada	60.73%	61.47%	60.85%	64.68%
Utilidad de Ventas	39.27%	38.53%	39.15%	35.32%
Gastos Operativos				
(-) Gastos de Distribucion y Mantenimiento	5.35%	5.26%	5.08%	4.69%
(-) Gastos de Comercialización	5.49%	6.74%	6.92%	5.72%
(-) Gastos Generales de Administración	8.35%	7.66%	7.56%	8.07%
(-) Impuestos	3.63%	3.66%	3.53%	3.47%
(-) Depreciación de Bienes de Uso y Amortización	5.80%	5.88%	5.79%	5.59%
Total Gastos	28.63%	29.21%	28.89%	27.53%
Utilidad Operativa	10.65%	9.32%	10.26%	7.79%
Otros Ingresos (Egresos)				
Ingresos Financieros	0.07%	0.01%	0.00%	0.00%
Gastos Financieros	-2.41%	-1.84%	-1.57%	-1.90%
Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes	2.02%	0.86%	4.37%	2.26%
Diferencia de Cambio	-0.06%	0.02%	0.03%	0.00%
Otros Ingresos (Egresos) neto	-0.55%	-0.29%	-0.74%	-1.11%
Total Otros Ingresos	-0.92%	-1.24%	2.09%	-0.75%
Ganancia (pérdida) neta antes de impuestos	9.72%	8.09%	12.34%	7.03%
Impuesto a las utilidades de las empresas	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Utilidad Neta del Ejercicio	9.72%	8.09%	12.34%	7.03%

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

Cuadro No. 36 Análisis Horizontal del Estado de Resultados

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL ESTADO DE RESULTADOS (Variación absoluta en miles de Bolivianos)				
PERIODOS VARIACIÓN	31-dic-09 vs. 31-dic-10		31-dic-10 vs. 31-dic -11	
	ABSOLUTA	RELATIVA	ABSOLUTA	RELATIVA
Ingresos por Ventas	9,012	6.07%	4,957	3.15%
(-) Costo de Energía Comprada	6,644	7.37%	2,042	2.11%
Utilidad de Ventas	2,368	4.06%	2,915	4.80%
Gastos Operativos				
(-) Gastos de Distribucion y Mantenimiento	344	4.33%	(38)	(0.46%)
(-) Gastos de Comercialización	2,466	30.22%	628	5.91%
(-) Gastos Generales de Administración	(327)	(2.63%)	223	1.85%
(-) Impuestos	365	6.76%	(22)	(0.39%)
(-) Depreciación de Bienes de Uso y Amortización	644	7.47%	149	1.61%
Total Gastos	3,492	8.21%	940	2.04%
Utilidad Operativa	(1,124)	(7.11%)	1,975	13.45%
Otros Ingresos (Egresos)				
Ingresos Financieros	(98)	(90.08%)	(11)	(98.61%)
Gastos Financieros	683	19.09%	336	11.60%
Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes	(1,637)	(54.60%)	5,737	421.43%
Diferencia de Cambio	119	137.18%	18	55.23%
Otros Ingresos (Egresos) neto	358	43.98%	(741)	(162.40%)
Total Otros Ingresos	(576)	(42.01%)	5,338	274.23%
Ganancia (pérdida) neta antes de impuestos	(1,700)	(11.77%)	7,313	57.39%
Impuesto a las utilidades de las empresas		-		-
Utilidad Neta del Ejercicio	(1,700)	(11.77%)	7,313	57.39%

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

Cuadro No. 37 Análisis de Indicadores Financieros

ANÁLISIS DE INDICADORES FINANCIEROS							
Indicador	Fórmula	Interpretación	31-dic-09 (Reexp.)	31-dic-10 (Reexp.)	31-dic-11 (Reexp.)	30-jun-12	
INDICADORES DE LIQUIDEZ Y SOLVENCIA							
Coficiente de Liquidez	[Activo Corriente / Pasivo Corriente]	Veces	0.68	0.57	0.74	0.63	
Prueba Ácida	[Activo Corriente - Inventarios/ Pasivo Corriente]	Veces	0.64	0.52	0.69	0.60	
Capital de Trabajo	[Activo Corriente - Pasivo Corriente]	En Miles de Bs.	-21,054	-36,354	-18,081	-33,105	
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO							
Razón de endeudamiento	[Total Pasivo / Total Activo]	Porcentaje	58.81%	61.11%	57.33%	65.16%	
Razón Deuda a Patrimonio	[Total Pasivo / Total Patrimonio Neto]	Veces	1.43	1.57	1.34	1.87	
Proporción Deuda Corto Plazo	[Total Pasivo Corriente / Total Pasivo]	Porcentaje	64.59%	76.05%	65.23%	72.83%	
Proporción Deuda Largo Plazo	[Total Pasivo No Corriente / Total Pasivo]	Porcentaje	35.41%	23.95%	34.77%	27.17%	
INDICADORES DE ACTIVIDAD							
Rotacion Cuentas por Cobrar	[Ventas /Cuentas por Cobrar Clientes]	Veces	5.33	5.93	6.85		
Plazo Promedio de Cobro	[360 / Rotacion Cuentas por Cobrar]	Días	67	61	53		
Rotacion Cuentas por Pagar	[Costo de Energia Comprada/Deudas por Compra de Energia]	Veces	9.70	5.33	5.01		
Plazo Promedio de Pago	[360 / Rotacion Cuentas por Pagar]	Días	37	68	72		
INDICADORES DE RENTABILIDAD							
Retorno sobre el Patrimonio (ROE)	[Utilidad neta del ejercicio / Patrimonio]	Porcentaje	20.10%	17.98%	25.45%		
Retorno sobre los Activos (ROA)	[Utilidad neta del ejercicio / Activos]	Porcentaje	8.28%	6.99%	10.86%		
Retorno sobre las Ventas	[Utilidad neta del ejercicio / Ventas]	Porcentaje	9.72%	8.09%	12.34%		
Margen bruto	[Utilidad de Ventas /Ingreso por Ventas]	Porcentaje	39.27%	38.53%	39.15%		

Elaboración Propia

Fuente: ELFEOSA

Anexos

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A.

Estados financieros al 30 de junio de 2012 y al 31 de diciembre de 2011

CONTENIDO

Balance general
Estado de ganancias y pérdidas
Estado de evolución del patrimonio neto
Estado de flujo de efectivo
Informe del Auditor Interno
Notas a los estados financieros


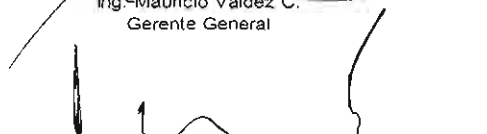
Bs = boliviano
US\$ = dólar estadounidense
UFV = unidad de fomento a la vivienda


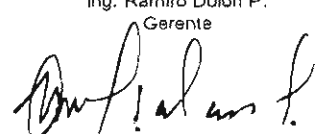
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. - ELFEO S.A.

BALANCE GENERAL AL 30 DE JUNIO DE 2012 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2011

	Nota	Junio 2012 Bs	2011 (Reexpresado) Bs
ACTIVO CORRIENTE			
Disponibilidades	3	9,571,008	9,405,055
Cuentas por cobrar de clientes	4	27,966,649	23,727,552
Otras cuentas por cobrar	5	15,827,883	14,362,267
Cuentas con empresas relacionadas	6	5,983	5,377
Inventarios	7	3,035,710	3,492,694
Total del activo corriente		56,407,233	50,992,945
ACTIVO NO CORRIENTE			
Inversiones permanentes		124,235	86,714
Bienes de uso	8	131,344,073	132,811,533
Cargos diferidos		763,893	820,434
Total del activo no corriente		132,232,201	133,718,681
Total Activo		188,639,434	184,711,626
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS		5,040,042	4,893,079
PASIVO CORRIENTE			
Proveedores comerciales		141,940	235,512
Deudas por compra de energía	9	21,591,111	19,747,720
Cuentas con empresas relacionadas	6	2,558,248	2,833,787
Deudas sociales y fiscales	10	8,586,819	11,572,351
Dividendos por pagar		18,669,161	93,607
Otras cuentas por pagar	11	4,747,552	3,910,581
Préstamos financieros y otras obligaciones	12	33,216,936	30,680,897
Ordenes de instalación externas		-	-
Total del pasivo corriente		89,511,767	69,074,455
PASIVO NO CORRIENTE			
Préstamos financieros y otras obligaciones	12	22,371,350	26,845,318
Depósitos de consumidores		4,486,829	4,461,660
Previsión para indemnizaciones		6,541,471	5,508,972
Total del pasivo no corriente		33,399,650	36,815,950
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)		122,911,417	105,890,405
Total del pasivo y patrimonio		188,639,434	184,711,626
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS		5,040,042	4,893,079

Las notas 1 a 26 que se acompañan son parte integrante de este estado.


 Ing. Mauricio Valdez C.
 Gerente General

 Lic. Jorge Castro G.
 Supendente de Administración


 Ing. Ramiro Dulón P.
 Gerente

 Lic. Omar Salazar R.
 Contador

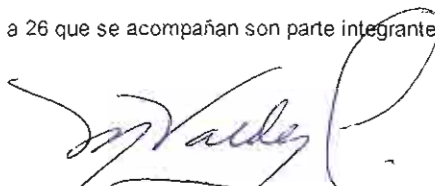
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. - ELFEO S.A.


ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS

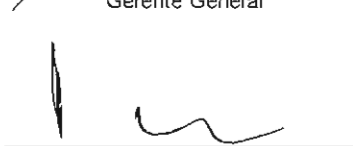
POR EL PERIODO TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2012 Y EL EJERCICIO TERMINADO 31 DE DICIEMBRE DE 2011

	<u>Nota</u>	<u>Junio</u> <u>2012</u> <u>Bs</u>	<u>2011</u> <u>(Reexpresado)</u> <u>Bs</u>
Ingresos por ventas	13	84,940,153	162,501,928
Costo de energía comprada		<u>(54,937,371)</u>	<u>(98,884,870)</u>
Utilidad en ventas		30,002,782	63,617,058
GASTOS OPERATIVOS			
Gastos de distribución y mantenimiento		(3,983,363)	(8,252,325)
Gastos de comercialización		(4,855,674)	(11,251,974)
Gastos generales de administración	14	(6,853,913)	(12,292,541)
Impuestos		(2,950,854)	(5,740,351)
Depreciación de bienes de uso y amortización		<u>(4,743,981)</u>	<u>(9,414,517)</u>
Utilidad operativa		6,614,997	16,665,350
OTROS INGRESOS (EGRESOS)			
Ingresos financieros		1,597	151
Gastos financieros		(1,611,696)	(2,558,562)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes		1,916,937	7,097,804
Diferencia de cambio		(1,270)	49,869
Otros ingresos (egresos) neto	15	<u>(946,136)</u>	<u>(1,197,863)</u>
Utilidad neta del ejercicio		<u>5,974,429</u>	<u>20,056,749</u>

Las notas 1 a 26 que se acompañan son parte integrante de este estado.


 Ing. Mauricio Valdez C.
 Gerente General


 Ing. Ramiro Dulón P.
 Gerente

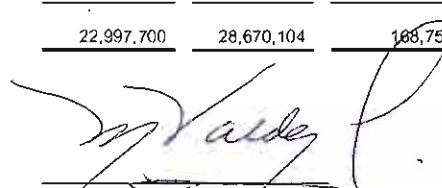

 Lic. Jorge Castro G.
 Superintendente de Administración


 Lic. Omar Salazar R.
 Contador

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. - ELFEO S.A.

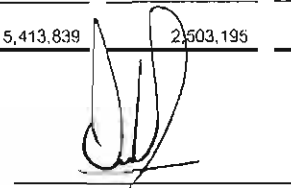
ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO
 POR EL PERIODO TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2012 Y EL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

	Junio 2012						2011	
							(Reexpresado)	
	Capital social	Ajuste de capital	Reserva general	Reserva legal	Ajuste de reservas patrimoniales	Resultados acumulados	Total	
Bs	Bs	Bs	Bs	Bs	Bs	Bs	Total Bs.	
Saldos al 31 de diciembre de 2011	22.997.700	27.379.303	168.750	4.436.055	2.314.570	19.555.677	76.852.055	67.998.429
Distribución de Dividendos en efectivo según Acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas del 24 de marzo de 2011	-	-	-	-	-	-	-	(11.022.276)
Resultado por Exposición a la inflación inicio	-	1.290.801	-	-	177.294	-	1.468.095	1.788.320
Saldos al 31 de diciembre de 2011 (reexpresados)	22.997.700	28.670.104	168.750	4.436.055	2.491.864	19.555.677	78.320.150	58.764.473
Distribución de Dividendos en efectivo según Acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas del 21 de marzo de 2012	-	-	-	-	-	(18.577.893)	(18.577.893)	-
Constitución de reserva legal según Acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas del 21 de marzo de 2012	-	-	-	977.784	-	(977.784)	-	-
Ajuste por reexpresión	-	-	-	-	11.331	-	11.331	-
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	5.974.429	5.974.429	20.056.748
Saldos al 30 de junio de 2012	22.997.700	28.670.104	168.750	5.413.839	2.503.195	5.974.429	65.728.017	78.821.221



Ing. Mauricio Valdez C.
Gerente General

Lic. Jorge Castro G.
Superintendente de Administración



Ing. Ramiro Dulón P.
Gerente


Lic. Omar Salazar R.
Contador

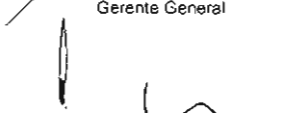
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. - ELFEO S.A.


ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO
 POR EL PERIODO TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2012 Y EL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

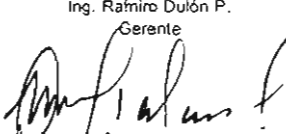
	<u>Junio</u> <u>2012</u> <u>Bs</u>	<u>2011</u> <u>(Reexpresado)</u> <u>Bs</u>
Efectivo generado en actividades de operación:		
Ingreso en efectivo por venta energía y otros	100,892,412	164,259,670
Efectivo pagado a proveedores y empleados	<u>(75,618,603)</u>	<u>(141,037,563)</u>
Flujo de efectivo generado por las operaciones	25,073,809	23,222,107
Intereses y comisiones pagadas	(1,694,918)	(2,766,166)
Impuestos pagados	(13,022,134)	(3,949,580)
Intereses cobrados	1,597	150
Efectivo neto de aplicación de saldos por cobrar en compensación de pasivos con el Gobierno Municipal de Oruro	1,518,919	740,355
Otros ingresos y gastos	(3,672,439)	(302,854)
Resultado por exposición a la inflación y diferencia de cambio	<u>1,916,937</u>	<u>7,097,804</u>
Flujo de efectivo neto generado en actividades de operación	12,121,771	24,041,816
Efectivo aplicado a actividades de inversión:		
Efectivo pagado por inversiones realizadas	(1,673,806)	(4,626,472)
Efectivo por otras inversiones	-	-
Efectivo por materiales de inversión	(9,943,712)	(773,399)
Efectivo recibido por venta de activos fijos	<u>-</u>	<u>-</u>
Flujo de efectivo neto aplicado a actividades de inversión	<u>(11,617,518)</u>	<u>(5,399,871)</u>
Efectivo aplicado a actividades de financiación:		
(Aumento) de la deuda no corriente	(338,300)	7,087,401
Dividendos pagados	<u>-</u>	<u>(21,524,879)</u>
Flujo de efectivo neto aplicado a actividades de financiación	(338,300)	(14,437,478)
Movimiento neto de efectivo	165,953	4,204,467
Disponibilidades al inicio del ejercicio	<u>9,405,055</u>	<u>5,200,588</u>
Disponibilidades al final del ejercicio	<u>9,571,008</u>	<u>9,405,055</u>

Las notas 1 a 26 que se acompañan son parte integrante de este estado


 Ing. Mauricio Valdez C.
 Gerente General


 Lic. Jorge Castro G.
 Superintendente de Administración


 Ing. Raimiro Dulón P.
 Gerente


 Lic. Omar Salazar R.
 Contador

INFORME SOBRE LA EVALUACION Y CONFIABILIDAD DE LOS REGISTROS CONTABLES Y ESTADOS FINANCIEROS DE EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE ORURO S.A. POR EL PERIODO DEL 1 ENERO AL 30 DE JUNIO DE 2012

A los señores
Presidente y Directores de
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. – ELFEO S.A.

Presente.-

He evaluado los registros que respaldan los estados financieros, los sistemas de control interno y procedimientos contables en uso, de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., por el periodo comprendido entre el 1 de enero 2012 al 30 de junio de 2012 así como las notas 1 a la 26 que se acompaña. Esta evaluación se efectuó de acuerdo a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, Normas de Auditoria Generalmente Aceptadas y Normas para el Ejercicio Profesional.

En los aspectos que así lo requirieron efectué el trabajo aplicando procedimientos analíticos sobre las cifras incluidas en los estados financieros y la realización de indagación a personal de la Sociedad, adicionalmente verifique que los saldos expuestos surgen de registros contables. El objeto de este informe es la obtención de elementos de juicios válidos y suficientes, que proporcionen una seguridad razonable acerca de la confiabilidad de los estados financieros, mediante la aplicación de procedimientos que consideren necesarios.

En mi opinión los estados financieros adjuntos presentan información confiable sobre la situación patrimonial, económica y financiera de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A al 30 de junio de 2012, y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el periodo terminado en esa fecha, asimismo, los libros contables fueron llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes.



Lic. Maria Antonieta Rocabado
MAT.PROF.N° CAUB-11777
MAT.PROF.N° CAULP-4575

La Paz - Bolivia
Julio 20 de 2012

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 30 DE JUNIO DE 2012 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2011

NOTA 1 - CONSTITUCION Y OBJETO DE LA SOCIEDAD

La Sociedad fue constituida en fecha 24 de enero de 1921, mediante Escritura Pública N° 63 bajo la razón social de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro Sociedad Anónima. Posteriormente en fecha 27 de noviembre de 1978 la Sociedad efectuó la adecuación al nuevo Código de Comercio para la convalidación y redondeo de la cuenta capital.

La Ley N° 1604 (Ley de Electricidad) promulgada el 21 de diciembre de 1994 dispone en el Art. 15° que "las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades".

Mediante Testimonio Público N° 61 de fecha 17 de marzo de 2000, la Superintendencia de Electricidad y la Sociedad firmaron un contrato de Concesión de Servicio Público de Distribución de Electricidad por un plazo de cuarenta años a partir de su perfeccionamiento.

La Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE), que fue accionista principal de ELFEO S.A., en cumplimiento de las disposiciones emanadas por la Ley de Electricidad, el 11 de enero de 1996 suscribió un acuerdo con Iberdrola Inverinvest S.A. Unipersonal L.D.A., mediante el cual COBEE transfirió a IBERDROLA la totalidad del paquete accionario de ELFEO S.A.

Los bienes de uso transferidos por ENDE el 28 de agosto de 1997, fueron incorporados al patrimonio de la Sociedad a los valores de compra.

La actividad de la Sociedad se encuentra regulada por la Ley de Electricidad, la cual creó el Ente Regulador "Superintendencia de Electricidad" la misma que posteriormente fue reemplazada por la "Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad". En tal sentido, la Sociedad está sujeta al marco regulatorio establecido por la mencionada ley y su reglamentación.

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, los que han sido aplicados consistentemente con relación al ejercicio anterior.

Las políticas contables más significativas aplicadas por la Sociedad son las siguientes:

2.1 Uso de estimaciones

La preparación de estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia requiere que la gerencia de la Sociedad realice estimaciones que afectan los montos expuestos de activos y pasivos, así como los ingresos y gastos del ejercicio. El resultado final podría diferir de dichas estimaciones.

2.2 Consideración de los efectos de la inflación

Los estados financieros han sido preparados en moneda constante reconociendo en forma integral los efectos de la inflación. Para ello se han seguido los lineamientos generales establecidos en la Norma Contable N° 3 revisada y modificada y de la Resolución CTNAC 01/2008 emitida por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia. El índice utilizado para actualizar los rubros no monetarios es la variación de la UFV respecto al boliviano. La UFV utilizada al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 fue 1.76242 y 1,71839 respectivamente.

El efecto neto del ajuste por inflación se incluye en la cuenta de resultados "Ajuste por exposición a la inflación".

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS (Cont.)

2.3 Principales criterios de valuación

Los principios contables más significativos aplicados por la Sociedad son:

a) Saldos en moneda extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera se valúan al tipo de cambio de cierre de cada ejercicio. Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, Bs. 6,96 por US\$ 1. Las diferencias de cambio resultantes de este procedimiento se registran en la cuenta de "Diferencia de Cambio" en los resultados del ejercicio.

b) Disponibilidades, cuentas por cobrar, préstamos y otras obligaciones

Se valúan a su valor nominal, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio, según las cláusulas específicas de cada operación.

Las cuentas por cobrar relacionadas con servicios prestados corresponden a saldos netos de una previsión para deudores de dudoso cobro, calculada de acuerdo a las estimaciones de cobrabilidad realizadas por la Sociedad.

c) Inventarios

Los inventarios, consistentes en material técnico y suministros, se encuentran valuados al costo promedio de adquisición, actualizado al cierre de cada ejercicio, en función de la variación del índice Unidad de Fomento a la Vivienda ("UFV") para la gestión 2012 y 2011. El valor de los bienes que conforman el inventario, no supera su valor de reposición al cierre del periodo.

d) Inversiones permanentes

Las inversiones permanentes se encuentran valuadas al costo de adquisición y consisten en los certificados de aportación en la cooperativa telefónica local, la participación accionaria en la Zona Franca S.A. y la Bolsa Boliviana de Valores S.A.. Estas inversiones se revalúan respecto al dólar americano en el caso de los certificados de aportación a la Cooperativa de Teléfonos y se reexpresan respecto a la Unidad de Fomento a la Vivienda ("UFV") en el caso de la Zona franca S.A y la Bolsa Boliviana de Valores S.A.

e) Bienes de uso

Los bienes de uso están valuados a su costo de adquisición ajustados por inflación en base a la Unidad de Fomento a la Vivienda ("UFV") al cierre del ejercicio, menos la correspondiente depreciación acumulada que es calculada por el método de línea recta, aplicando las tasas anuales definidas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Los gastos de mantenimiento, reparaciones, renovaciones y mejoras que no extienden la vida útil de los bienes son cargados a resultados del ejercicio en el que se incurren. Las mejoras que prolongan la vida útil del bien, de ser significativas, son capitalizadas al costo del activo correspondiente.

La cuenta "obras en curso" acumula las inversiones en construcción, montaje e instalación de sistemas de distribución de alta, media y baja tensión (transmisión, subtransmisión, distribución y propiedad general) y están valuadas al costo de las planillas de avance de obra más los correspondientes costos de mano de obra directa, materiales utilizados y costos financieros capitalizados hasta la finalización de la obra, ajustados por inflación según se manifiesta en la Nota 2.2.

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS (Cont.)

2.3 Principales criterios de valuación (Cont.)

e) Bienes de uso (Cont.)

Los costos financieros son capitalizados en forma mensual, proporcionalmente al importe de cada obra, utilizando como límite la tasa aprobada por la Superintendencia de Electricidad.

El valor de los bienes de uso, considerados en su conjunto, no supera su valor recuperable.

f) Cargos diferidos

Los cargos diferidos se encuentran valuados a su valor histórico y están relacionados principalmente con los costos incurridos en el estudio tarifario del mercado energético realizado en años anteriores.

La amortización de los cargos diferidos es calculada en línea recta aplicando tasas de 4 años.

g) Previsión para indemnizaciones

La previsión para indemnizaciones se constituye para todo el personal por el total del pasivo devengado al cierre del ejercicio, lo cual es consistente con lo estipulado en el Decreto Supremo N° 110 publicado el 7 de mayo de 2009, que reconoce el derecho de pago de indemnización (equivalente a un mes de sueldo por año de servicio), en favor de los trabajadores luego de haber cumplido más de noventa (90) días de trabajo continuo, ya sea que exista despido intempestivo o renuncia voluntaria por parte del trabajador.

h) Patrimonio neto

La Sociedad ajusta el total del patrimonio, excepto los resultados acumulados, en base a lo dispuesto por la Norma de Contabilidad N° 3 revisada y modificada por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores y Contadores Públicos de Bolivia de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.2 anterior.

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el ajuste correspondiente a las cuentas de Capital se registra en la cuenta "Ajuste de Capital" y el ajuste de las reservas en la cuenta "Ajuste de reservas patrimoniales" con cargo a la cuenta de resultados "Ajuste por exposición a la inflación".

El monto acumulado de las cuentas "Ajuste de capital", "Ajuste de reservas patrimoniales", no pueden ser distribuidos como dividendo en efectivo, pero pueden aplicarse a incrementos de capital o a la absorción de pérdidas, previo trámite legal.

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, los Resultados acumulados no están sujetos al ajuste mencionado.

i) Reconocimiento de ingresos

La Sociedad reconoce el ingreso por ventas en el momento de la prestación efectiva del servicio. Asimismo, efectúa la estimación y devengamiento del suministro de energía eléctrica de los últimos días del mes del ejercicio cuya medición y facturación se realiza en el mes siguiente.

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS (Cont.)

2.3 Principales criterios de valuación (Cont.)

j) Resultado del ejercicio

La Sociedad prepara el Estado de Ganancias y Pérdidas donde determina el resultado de cada ejercicio tomando en cuenta los efectos de la inflación. No se ajustan los rubros individuales del estado de ganancias y pérdidas, pero se registra un ajuste global en la cuenta "Ajuste por exposición a la inflación". Este procedimiento origina una distorsión general no significativa en los rubros individuales de dicho estado.

k) Cuentas de orden

El rubro incluye fianzas bancarias otorgadas a favor de la Superintendencia de Electricidad, ahora Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, por cumplimiento de contrato.

NOTA 3 - DISPONIBILIDADES

	<u>jun-12</u>	<u>2011</u>
	<u>Bs</u>	<u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Caja Chica	2,100	2,154
Banco Mercantil Santa Cruz	1,251,351	583,844
Banco de Crédito	3,002,280	39,637
Banco Nacional de Bolivia S. A.	1,906,514	8,405,169
Banco Nacional Seguro (Médico Delegado)	78,925	102,363
Banco Industrial S. A.	111,881	192,747
Banco Ganadero S. A.	10,204	60,428
Banco Unión S. A.	3,199,479	9,129
Banco Los Andes Procredit S.A.	8,274	9,584
	<u>9,571,008</u>	<u>9,405,055</u>

NOTA 4 - CUENTAS POR COBRAR DE CLIENTES

	<u>Jun-12</u>	<u>2011</u>
	<u>Bs</u>	<u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Consumidores Oruro	14,937,626	14,835,759
Consumidores área rural	-	-
Consumidores especiales	14,866,004	13,392,409
Consumidores municipales área rural	3,795,355	1,254,469
Consumidores Oruro moneda extranjera	-	-
	<u>33,598,985</u>	<u>29,482,637</u>
Depósitos no aplicados	-	(52,837)
Previsión para deudores incobrables	(5,632,336)	(5,702,248)
	<u>27,966,649</u>	<u>23,727,552</u>

NOTA 4 - CUENTAS POR COBRAR DE CLIENTES (Cont.)

Al 30 de Junio de 2012 se expone el saldo de Depósitos no aplicados en la línea de Otras Cuentas por pagar (Nota 11).

NOTA 5 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	Jun-12	2011 (Reexpresado)
	Bs	Bs
Adelantos al personal	4,873	723
Pagos adelantados	711,240	280,732
Fondo de estabilización	3,676,647	3,086,648
Otras diversas	3,272,599	1,911,474
Cuentas por cobrar dólares	373,717	383,293
Anticipo impuesto a las transacciones	7,788,807	8,699,397
	<u>15,827,883</u>	<u>14,362,267</u>

NOTA 6 - CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS

	Jun-12		2011 (Reexpresado)	
	Activo Bs	Pasivo Bs	Activo Bs	Pasivo Bs
Iberdrola Redes S.A.	-	243,600	-	499,683
Electropaz S.A.	-	217,361	-	369,576
Cadeb S.A.	5,983	1,079,939	5,377	882,414
Edeser S.A.	-	1,017,348	-	1,082,113
	<u>5,983</u>	<u>2,558,248</u>	<u>5,377</u>	<u>2,833,787</u>

Las transacciones con empresas relacionadas se cobran y pagan periódicamente y no devengan intereses.

NOTA 7 – INVENTARIOS

	Jun-12	2011 (Reexpresado)
	Bs	Bs
Existencia de Materiales (Almacen)	3,244,818	3,701,803
Previsión para Castigo Materiales Obsoletos	<u>(209,108)</u>	<u>(209,109)</u>
	<u>3,035,710</u>	<u>3,492,694</u>

NOTA 8 - BIENES DE USO

	Jun-12			2011 (Reexpresado)
	Valor de origen	Depreciación acumulada	Valor residual	Valor residual
	Bs	Bs	Bs	Bs
Alta tensión	37,826,009	(19,490,472)	18,335,537	18,780,087
Media tensión	80,867,581	(43,707,981)	37,159,600	37,945,668
Baja tensión	160,037,838	(94,579,853)	65,457,985	66,371,992
Propiedad general	33,288,007	(24,938,564)	8,349,443	8,642,730
Obras en curso	2,041,508	-	2,041,508	1,071,056
Totales	314,060,943	(182,716,870)	131,344,073	132,811,533

De acuerdo con la nota 12 los préstamos del Banco Mercantil están garantizados con la generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza y con los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria) y la garantía del inmueble principal de la sociedad (garantía hipotecaria).

NOTA 9 - DEUDAS POR COMPRA DE ENERGÍA

	Jun-12	2011 (Reexpresado)
	Bs	Bs
COBEE	2,468,858	2,687,227
Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.	4,975,952	4,022,370
Transportadora de Electricidad T.D.E.	2,419,397	2,582,796
Empresa Eléctrica Corani S.A.	2,426,292	2,285,355
Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.	3,248,282	2,503,240
ISA Bolivia	1,161,463	1,301,439
Hidroeléctrica Boliviana S.A.	840,712	854,755
Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu	752,410	1,223,783
ENDE Andina S.A.	1,883,034	1,489,260
Servicios de Desarrollo de Bolivia	39,931	19,060
Sinergia S.A.	79,309	76,729
Río Eléctrico S.A.	229,502	241,837
Guabira Energía S.A.	43,732	37,950
Comité Nacional de Despacho de Carga	65,384	61,482
ENDE	956,853	360,437
	21,591,111	19,747,720

NOTA 10 - DEUDAS SOCIALES Y FISCALES

	<u>Jun-12</u>	<u>2011</u>
	<u>Bs</u>	<u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Impuesto sobre las utilidades de las empresas	2,468,581	7,476,577
IVA, IT y otros	499,858	318,334
Seguridad social	356,356	311,726
Provisión primas	399,174	709,127
Provisión aguinaldos	399,173	-
Provisión bono de producción	182,810	-
Tasa de alumbrado público	2,115,309	1,160,679
Otros tributos	2,165,558	1,595,908
	<u>8,586,819</u>	<u>11,572,351</u>

NOTA 11 – OTRAS CUENTAS POR PAGAR

	<u>Jun-12</u>	<u>2011</u>
	<u>Bs</u>	<u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Previsión debito fiscal mes 13	544,584	589,265
Facturas por pagar	86,376	106,606
Pagos recibidos por adelantado	286,331	288,755
Previsión Impues a las Transacciones mes 13	100,044	109,699
Obligaciones pendientes de pago	1,143,192	614,663
Cheques pendientes de pago	1,838,411	1,437,986
Depósitos no aplicados	126,941	-
Otras diversas	621,673	763,607
	<u>4,747,552</u>	<u>3,910,581</u>

Al 31 de Diciembre de 2011 se expuso el saldo de Depósitos no aplicados en la línea de Cuentas por Cobrar Clientes (Nota 4).

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES

	Jun-12		2011 (Reexpresado)	
	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
	Bs	Bs	Bs	Bs
Banco Nacional de Bolivia S.A.(1)	5,669,000	15,589,750	5,814,256	18,896,331
Banco Nacional de Bolivia S.A. (2)	-	-	5,061,449	-
Banco Nacional de Bolivia S.A. (3)	1,937,600	6,781,600	1,987,247	7,948,987
Banco Unión S.A. (4)	-	-	2,051,246	-
Banco Unión S.A. (5)	-	-	3,076,868	-
Banco Unión S.A. (6)	-	-	4,102,491	-
Banco Unión S.A. (7)	-	-	3,076,868	-
Banco Unión S.A. (8)	3,000,000	-	-	-
Banco Unión S.A. (9)	4,000,000	-	-	-
Banco Unión S.A. (10)	3,000,000	-	-	-
Banco Unión S.A. (11)	5,000,000	-	-	-
Banco de Crédito de Bolivia S.A. (12)	-	-	5,128,114	-
Banco de Crédito de Bolivia S.A. (13)	4,000,000	-	-	-
Banco de Crédito de Bolivia S.A. (14)	3,000,000	-	-	-
Banco Bisa S.A. (15)	3,400,000	-	-	-
Intereses por pagar	210,336	-	382,358	-
	<u>33,216,936</u>	<u>22,371,350</u>	<u>30,680,897</u>	<u>26,845,318</u>

- (1) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 1.800 días por Bs28.345.000 con vencimiento en enero del 2016, a una tasa de interés fija del 4.5% anual por los primeros 360 días y 5% más la TRE a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
 - Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento) y garantía hipotecaria de inmueble ubicado en calle 12 de Octubre y Catacora.
- (2) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 360 días por Bs4.935.000 cancelado en febrero de 2012, a una tasa de interés fija del 4.5% anual.

Este préstamo se garantizó con:

- La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- (3) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 1.800 días por Bs9.688.000 con vencimiento en noviembre de 2016, a una tasa de interés fija del 5.5% anual por los primeros 360 días y 6.5% más la TRE a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento) y garantía hipotecaria de inmueble ubicado en calle 12 de Octubre y Catacora.

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES (Cont.)

- (4) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs2.000.000 cancelado en marzo de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (5) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs3.000.000 cancelado en abril de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (6) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs4.000.000 cancelado en abril de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (7) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs3.000.000 con vencimiento en junio de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (8) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs3.000.000 con vencimiento en octubre de 2012, a una tasa de interés fija del 6% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (9) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs4.000.000 con vencimiento en noviembre de 2012, a una tasa de interés fija del 6% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (10) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs3.000.000 con vencimiento en diciembre de 2012, a una tasa de interés fija del 5.75% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES (Cont.)

- (11) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs5.000.000 con vencimiento en septiembre de 2012, a una tasa de interés fija del 5.5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (12) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs5.000.000 cancelado en febrero de 2012, a una tasa de interés fija del 5.5% anual.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (13) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs4.000.000 con vencimiento en septiembre de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (14) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs3.000.000 con vencimiento en septiembre de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

- (15) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs3.400.000 con vencimiento en julio de 2012, a una tasa de interés fija del 6.01% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

NOTA 13 - INGRESOS POR VENTAS

	<u>Jun-12</u>	<u>2011</u>
	<u>Bs</u>	<u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Ventas residenciales	22,617,928	43,878,763
Ventas comerciales	21,787,183	41,805,788
Ventas energía contratos especiales	24,551,605	45,211,331
Ventas para alumbrado público	5,857,936	11,960,692
Ventas área rural	9,083,450	18,355,929
Ingresos por venta de energía devengados	688,915	432,611
Ingresos por servicios a terceros	982,055	2,507,496
	<u>84,940,153</u>	<u>162,501,928</u>
Descuento por tarifa dignidad	<u>(628,919)</u>	<u>(1,650,682)</u>
	<u>84,940,153</u>	<u>162,501,928</u>

NOTA 14 - GASTOS GENERALES DE ADMINISTRACION

	<u>Jun-12</u>	<u>2011</u>
	<u>Bs</u>	<u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Gastos del personal	3,206,238	4,898,790
Servicios externos	530,020	1,428,597
Seguros	458,228	865,526
Seguro Médico Delegado	432,398	799,915
SIRESE	797,032	1,531,519
Gastos por alquiler	305,932	587,879
Otros gastos	1,124,065	2,180,315
	<u>6,853,913</u>	<u>12,292,541</u>

NOTA 15 - OTROS INGRESOS (EGRESOS) NETO

	<u>Jun-12</u>	<u>2011</u>
	<u>Bs</u>	<u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Utilidad en venta de activos	-	-
Regularización a registros de gestiones pasadas	(387,322)	(659,376)
Multas y sanciones	-	(12,485)
Otros egresos	(558,813)	(526,002)
	<u>(946,135)</u>	<u>(1,197,863)</u>

NOTA - 16 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Al 30 de junio de 2012 y al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad mantenía los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera:

Clase y monto de la moneda extranjera		Jun-12	2011		
		Cambio vigente	Monto en moneda	(Reexpresado) Monto en moneda	
		Bs	Bs	Bs	
Activo					
Disponibilidades	US\$	21,695	6.96	150,994	145,246
Cuentas por cobrar de clientes	US\$	-	6.96	-	-
Otras cuentas por cobrar	US\$	53,695	6.96	373,717	383,293
Total posición activa		75,390		524,711	528,539
Pasivo					
Otros proveedores		-	6.96	-	-
Deudas por compra de energía		-	6.96	-	-
Otras cuentas por pagar	US\$	48,415	6.96	336,971	595,448
Préstamos financieros y otras obligaciones	US\$	-	6.96	-	-
Cuentas con empresas relacionadas	US\$	-	6.96	-	-
Depósitos de consumidores	US\$	644,659	6.96	4,486,829	4,461,660
Dividendos por pagar	US\$	5,069	6.96	35,283	36,187
Total posición pasiva		698,143		4,859,083	5,093,295
Posición neta pasiva		(622,753)		(4,334,372)	(4,564,756)

NOTA 17 - CAPITAL SOCIAL

El capital pagado y suscrito al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 asciende a Bs22.997.700 correspondiente a 229.977 acciones ordinarias con un valor nominal de Bs100 cada una con derecho a un voto por acción.

El valor patrimonial proporcional de cada acción al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 asciende a 285,80 y 342,74 (reexpresado) respectivamente.

NOTA 18 - RESERVA LEGAL

De acuerdo con las disposiciones del Código de Comercio, se debe constituir una reserva legal como mínimo del 5% de las utilidades efectivas y líquidas obtenidas antes de su distribución, hasta alcanzar el 50% del capital pagado. El 21 de marzo de 2012, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas aprobó la constitución de reserva legal por Bs977.784 por los resultados obtenidos en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011, que ascendían a Bs19.555.677 (histórico).

NOTA 19 - FIANZAS BANCARIAS

Con el objeto de garantizar el cumplimiento de contrato y cumplimiento de la inversión comprometida, la Sociedad ha otorgado una fianza bancaria a favor de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (Ex - Superintendencia de Electricidad) por Bs2.814.689,25, de acuerdo a la cláusula novena del "Contrato de Concesión de Servicio Público de Distribución de Electricidad", para garantizar las inversiones del periodo tarifario 2012-2015. Para garantizar las inversiones del 2011 se tiene vigente Boleta de Garantía por Bs267.610,17.

NOTA 20 - ASPECTOS IMPOSITIVOS

a) Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas:

La Sociedad está sujeta al Impuesto a las Utilidades de las Empresas, por lo que aplica el 25% a la utilidad neta, determinada de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, con algunos ajustes determinados de acuerdo con la ley tributaria y sus decretos reglamentarios. De acuerdo con la legislación tributaria vigente, el Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) es considerado como pago a cuenta del Impuesto a las Transacciones (IT).

Al 30 de junio de 2012 la sociedad constituyó una provisión de Bs2.468.581 en la cuenta de pasivo "Impuestos sobre utilidades de las empresas"; con cargo a la cuenta de activo "Impuestos anticipados".

Al 29 de Febrero del 2012 la Empresa efectivizó el pago del Impuesto a las Utilidades a las Empresas, correspondiente a la gestión 2011, por Bs7.500.558, el mismo que se considera como anticipo del Impuesto a las Transacciones del periodo Marzo 2012 a Abril 2013.

Para la determinación del Impuesto a las Utilidades de la Empresas (IUE) se han considerado los lineamientos definidos por el Servicio de Impuestos Nacionales mediante Resolución Normativa de Directorio N° 10.0002.08 de 4 de enero de 2008, como respuesta a los cambios reestablecidos en el Decreto Supremo N° 29387 de 20 de diciembre de 2007 en lo referente a la reexpresión en moneda extranjera y valores en moneda constante en los Estados Financieros de las Empresas, para fines de la determinación de la Utilidad Neta Imponible.

b) Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Beneficiarios del exterior:

Quienes paguen, acrediten, o remitan a beneficiarios del exterior rentas de fuente boliviana, deberán retener y pagar el Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Beneficiarios del exterior aplicando una tasa del 12,5% sobre el monto total acreditado, pagado o remesado.

La distribución de utilidades de la Sociedad en beneficio de sus accionistas del exterior se encuentra alcanzada por este impuesto. Hecho por el cual las eventuales aprobaciones y pagos de dividendos por las acciones de la Sociedad serán tomados a los efectos de determinar la base imponible del respectivo accionista.

NOTA 21 - PROGRAMA DE INVERSIONES

De acuerdo con la Ley de Electricidad N° 1604, su reglamentación y la cláusula octava del "Contrato de Concesión de Servicio Público de Distribución de Electricidad" suscrito con la Superintendencia de Electricidad, la Sociedad está obligada a cumplir con un plan de inversiones para cada período tarifario. Al respecto, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, mediante Resolución AE No. 532/2011, de fecha 8 de Noviembre de 2011, aprobó el "Plan de Inversiones" para el período 2012-2015, que asciende a Bs56.293.785. La Sociedad está garantizando la ejecución del Plan de

Inversiones mediante una boleta de garantía por Bs2.814.689, con vencimiento al 31 de diciembre de 2015, de acuerdo con lo establecido en el artículo 51° del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.

Las inversiones capitalizadas con cargo al "Plan de Inversiones" al 30 de junio de 2012, ascienden a Bs2.225.986 (históricos).

NOTA 22 - TARIFA DIGNIDAD

En fecha 21 de marzo de 2006 se promulgó el Decreto Supremo N° 28653 mediante el cual se crea la "Tarifa dignidad", que consiste en un descuento del 25% promedio de la tarifa vigente para los consumidores domiciliarios atendidos por empresas de distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que opera en el Mercado Eléctrico Mayorista con consumos de hasta 70 KWh por mes y para los consumidores domiciliarios atendidos por otras empresas de distribución del SIN y Sistemas Aislados, con consumos de hasta 30 Kwh mes. El descuento a los consumidores mencionados, comenzó a partir de la facturación del mes de abril de 2006.

Según la Resolución SSDE N°130/2006 de 18 de mayo de 2006, la Ex - Superintendencia de Electricidad estableció en la parte V) "Determinación de los importes a ser compensados":

- La refacturación de los consumos de todos los registros contenidos en la base de datos.
- Determinará el monto total descontado, por la aplicación de la "Tarifa Dignidad". El monto descontado será descontado sin el Impuesto al Valor Agregado (IVA), ni el Impuesto a las Transacciones (IT).
- Determinará el monto total consolidado del descuento para todas las empresas distribuidoras a nivel nacional sin el Impuesto al Valor Agregado (IVA) ni el Impuesto a las Transacciones (IT).

Según la Resolución SSDE N°274/2006 de 29 de septiembre de 2006, la Ex - Superintendencia de Electricidad resolvió modificar los incisos b) y c) del numeral V) "Determinación de los importes a ser compensados" aprobado en la Resolución SSDE N°130/2006 de 18 de mayo de 2006 de la siguiente manera:

- Determinará el monto total descontado, por la aplicación de la "Tarifa Dignidad". El monto descontado será descontado con el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Transacciones (IT).
- Determinará el monto total consolidado del descuento para todas las empresas distribuidoras a nivel nacional con el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Transacciones (IT).

Los importes resultantes del descuento de la tarifa dignidad de un mes son recuperados en el mes siguiente, toda vez que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE determina los importes a distribuir entre todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para ello la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE emite una resolución administrativa mensual.

NOTA 23 - FINALIZACIÓN DE CONTRATO DE COMPRA ENERGIA

En fecha 21 de diciembre de 2008, se dio por finalizado el contrato por compra de energía con Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE), por lo cual ELFEO S.A. puede realizar la suscripción de un nuevo contrato con cualquier empresa generadora que garantice el abastecimiento en las cantidades esperadas, ello de acuerdo con la Ley de Electricidad que en su artículo 31 "Contratos de Suministro de Electricidad", establece que para cumplir con la demanda de electricidad las Empresas Distribuidoras deben suscribir contratos de suministros de electricidad con tarifas acordadas entre las

partes dentro del marco de la ley 1604 "Ley de Electricidad" y éstos deberán cubrir como mínimo el 80% de la demanda máxima.

En el mes de julio de 2008 la Sociedad ha convocado mediante licitación para la adjudicación por parte de las Empresas Generadoras para el suministro de energía, dicho proceso de licitación resultó desierto, esta situación fue comunicada a la Ex - Superintendencia de Electricidad mediante carta con cite CT-392/2008 de fecha 29 de Agosto de 2008.

En el mes de julio de 2011 la Sociedad ha convocado mediante licitación para la adjudicación por parte de las empresas Generadoras para el suministro de energía, dicho proceso de licitación resultó desierto, comunicándose este hecho a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE mediante carta cite LEGAL No. 111/2011 de fecha 26 de Agosto de 2011.

Al 30 de junio de 2012 no se han presentado cambios relacionados con este tema.

NOTA 24 - CAMBIOS EN LA NORMATIVA LEGAL DE LA INDUSTRIA

- a) Se encuentra en proceso el ordenamiento jurídico para las concesiones sobre recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y servicios básicos de acuerdo a lo establecido en la nueva Constitución Política del Estado.
- b) Mediante Decreto Supremo N° 29894, el Gobierno de Bolivia dispuso la extinción de las Superintendencias del Sistema de Regulación Sectorial, pasando la Superintendencia de Electricidad a denominarse Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE órgano dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Hasta la fecha no se ha promulgado una norma que modifique las atribuciones de ésta Autoridad, por lo que mantiene las mismas atribuciones que tenía la Ex Superintendencia, incluyendo su participación en la definición de reglamentos que regulan el sector.
- b) En fecha 6 de diciembre de 2010 el Gobierno de Bolivia promulgó el D.S. 0716 mediante el cual las concesiones mineras de recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y de servicios básicos otorgadas con anterioridad al 6 de diciembre de 2010, se adecuan al ordenamiento constitucional vigente, transformándose automáticamente en Autorizaciones Transitorias especiales, en tanto se realice su migración de acuerdo a la normativa sectorial a emitirse.

De acuerdo al decreto Supremo mencionado, la transformación económica señalada en el párrafo anterior, garantiza los derechos adquiridos.

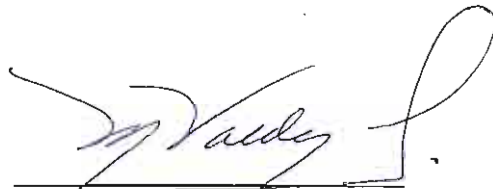
NOTA 25 – ASPECTOS RELEVANTES

En fecha 27 de Marzo de 2012 se recibió carta del Banco de Crédito de Bolivia S.A. donde confirman que la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero – ASFI, emitió la instrucción ASFI/1131/2012, donde instruye a este banco la retención de fondos hasta Bs982.932.71 de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. dentro del proceso coactivo social seguido por la Caja Nacional de Salud por la administración de Seguro Delegado de las gestiones 1998 a 2002. Esta retención de fondos es una medida precautoria que normalmente dispone el juez que conoce la causa en materia social o laboral.

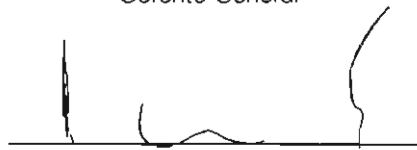
De acuerdo a Asesoría Legal no existe de parte del demandante los argumentos legales que fundamenten el proceso iniciado en contra de la Empresa por lo que se espera que una vez concluido el proceso los montos retenidos serán devueltos a la Empresa.

NOTA 26 – HECHOS POSTERIORES


Con posterioridad al 30 de junio de 2012 y hasta la fecha de emisión del presente informe, no se han producido hechos o circunstancias que afecten en forma significativa los estados financieros del periodo finalizado en esa fecha.



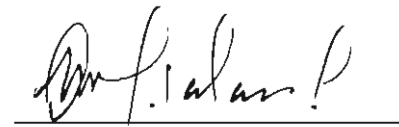
Ing. Mauricio Valdez C.
Gerente General



Lic. Jorge Castro G.
Superintendente de Administración



Ing. Ramiro Dulón P.
Gerente



Lic. Omar Salazar R.
Contador

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A.

Estados financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010

CONTENIDO

Dictamen del auditor independiente
Balance general
Estado de ganancias y pérdidas
Estado de evolución del patrimonio neto
Estado de flujo de efectivo
Notas a los estados financieros

Bs = boliviano
US\$ = dólar estadounidense
UFV = unidad de fomento a la vivienda

DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

27 de enero de 2012

A los señores
Presidente y Directores de
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. – ELFEO S.A.
Oruro

Hemos examinado los balances generales de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. – ELFEO S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por los ejercicios terminados en esas fechas, así como las Notas 1 a 29, que se acompañan. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría.

Efectuamos nuestros exámenes de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Bolivia. Esas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas, evidencias que sustenten los importes y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, así como también evaluar la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestros exámenes proporcionan una base razonable para emitir nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. - ELFEO S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y sus flujos de efectivo por los ejercicios terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

PricewaterhouseCoopers S.R.L.



(Socio)

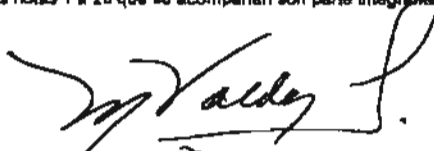
Daniel Moncada O.
MAT. PROF. N° CAUB-9445
MAT. PROF. N° CAULP-3510


EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE DRURO S.A. - ELFEO S.A.

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010


	Nota	2011	2010
		Bs	(Reservado) Bs
ACTIVO CORRIENTE			
Disponibilidades	3	9.170.091	5.070.864
Cuentas por cobrar de clientes	4	23.134.774	25.885.802
Otras cuentas por cobrar	5	14.003.459	12.041.202
Cuentas con empresas relacionadas	6	5.243	4.848
Inventarios	7	3.405.437	4.158.514
Total del activo corriente		49.719.004	47.181.830
ACTIVO NO CORRIENTE			
Inversiones permanentes		84.548	80.081
Bienes de uso	8	128.483.543	129.800.460
Cargos diferidos		798.937	877.719
Total del activo no corriente		130.378.028	130.568.280
Total Activo		180.097.032	177.730.190
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS			
		4.840.042	1.932.182
PASIVO CORRIENTE			
Proveedores comerciales		229.628	301.952
Deudas por compra de energía	9	19.254.388	17.728.333
Cuentas con empresas relacionadas	8	2.762.991	3.187.073
Deudas sociales y fiscales	10	11.283.242	8.759.654
Dividendos por pagar		91.268	11.348.278
Otras cuentas por pagar	11	3.812.884	3.812.731
Préstamos financieros y otras obligaciones	12	29.914.406	37.869.739
Total del pasivo corriente		87.348.788	82.607.758
PASIVO NO CORRIENTE			
Préstamos financieros y otras obligaciones	12	26.174.650	16.220.011
Depósitos de consumidores		4.350.186	4.158.185
Provisión para indemnizaciones		5.371.343	5.832.143
Total del pasivo no corriente		35.896.189	26.011.339
		103.244.977	108.618.097
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)			
		76.852.055	88.111.093
Total del pasivo y patrimonio		180.097.032	177.730.190
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS			
		4.840.042	1.932.182

Las notas 1 a 29 que se acompañan son parte integrante de este estado.


 Ing. Mauricio Valdez C.
 Gerente General


 Ing. Ramiro Dulón P.
 Gerente


 Lic. Jorge Castro G.
 Superintendente de Administración

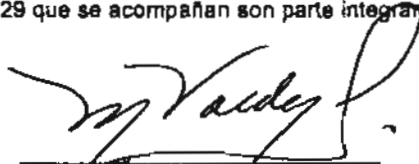

 Lic. Omar Salazar R.
 Mat. Prof. CAUB-12485
 Mat. Prof. CAULP-4817


EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. - ELFEO S.A.

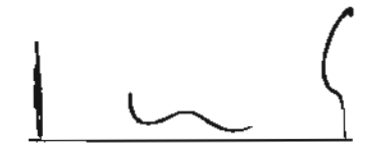
ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS
EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

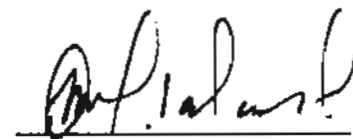
	Nota	2011 Bs	2010 (Reexpresado) Bs
Ingresos por ventas	13	158.442.182	153.808.752
Costo de energía comprada		<u>(96.414.460)</u>	<u>(94.423.054)</u>
Utilidad en ventas		62.027.732	59.185.698
GASTOS OPERATIVOS			
Gastos de distribución y mantenimiento		(8.046.160)	(8.083.076)
Gastos de comercialización		(10.970.869)	(10.358.407)
Gastos generales de administración	14	(11.985.440)	(11.768.047)
Impuestos		(5.596.942)	(5.618.827)
Depreciación de bienes de uso y amortización		<u>(9.179.317)</u>	<u>(9.034.241)</u>
Utilidad operativa		16.249.004	14.323.100
OTROS INGRESOS (EGRESOS)			
Ingresos financieros		147	10.573
Gastos financieros		(2.494.642)	(2.821.907)
Ajuste por exposición a la inflación		8.920.482	1.327.217
Diferencia de cambio		48.623	31.323
Otros ingresos (egresos) neto	15	<u>(1.167.937)</u>	<u>(445.106)</u>
Utilidad neta del ejercicio		<u>19.555.677</u>	<u>12.425.200</u>

Las notas 1 a 29 que se acompañan son parte integrante de este estado.


Ing. Mauricio Valdez C.
Gerente General


Ing. Ramiro Dulón P.
Gerente


Lic. Jorge Castro G.
Superintendente de Administración


Lic. Omar Salazar R.
Mat. Prof. CAUB-12465
Mat. Prof. CAULP-4817


EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. - ELFEO S.A.


ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

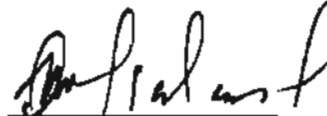
	2011	2010
	Bs	(Reexpresado) Bs
Efectivo generado en actividades de operación:		
Ingreso en efectivo por venta energía y otros	160.156.021	156.714.145
Efectivo pagado a proveedores y empleados	(137.514.061)	(130.235.178)
Flujo de efectivo generado por las operaciones	22.641.960	26.478.967
Intereses y comisiones pagadas	(2.697.060)	(2.821.907)
Impuestos pagados	(3.650.909)	(5.429.409)
Intereses cobrados	147	10.573
Efectivo neto de aplicación de saldos por cobrar en compensación de pasivos con el Gobierno Municipal de Oruro	721.859	12.882
Otros ingresos y gastos	(295.288)	279.879
Resultado por exposición a la inflación y diferencia de cambio	6.920.481	1.327.217
Flujo de efectivo neto generado en actividades de operación	23.441.190	19.858.182
Efectivo aplicado a actividades de inversión:		
Efectivo pagado por inversiones realizadas	(4.510.890)	(13.413.291)
Efectivo por materiales de inversión	(754.077)	(1.520.241)
Efectivo recibido por venta de activos fijos	-	84.185
Flujo de efectivo neto aplicado a actividades de inversión	(5.264.967)	(14.889.347)
Efectivo aplicado a actividades de financiación:		
Aumento de la deuda no corriente	6.910.338	1.788.302
Dividendos pagados	(20.987.134)	(1.821.098)
Flujo de efectivo neto aplicado a actividades de financiación	(14.076.796)	(32.794)
Movimiento neto de efectivo	4.099.427	4.956.041
Disponibilidades al inicio del ejercicio	5.070.664	114.823
Disponibilidades al final del ejercicio	9.170.091	5.070.864

Las notas 1 a 29 que se acompañan son parte integrante de este estado.


Ing. Mauricio Valdez C.
Gerente General


Lic. Jorge Castro G.
Superintendente de Administración

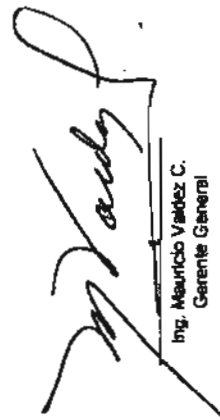

Ing. Ramiro Duñón P.
Gerente


Lic. Omar Salazar R.
Mat. Prof. CAUB-12485
Mat. Prof. CAULP-4617

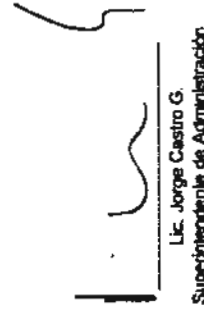
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. - ELFEO S.A.
 ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO
 POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

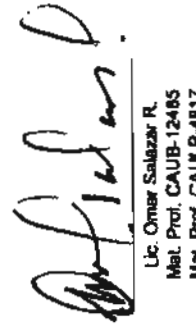
	2011				2010 (Reexpresado)		
	Capital social Bs.	Ajuste de capital Bs.	Reserva general Bs.	Reserva legal Bs.	Ajuste de reservas prefinanciadas Bs.	Resultados acumulados Bs.	Total Bs.
Saldo al 31 de diciembre de 2010	22.997.700	22.998.099	168.750	3.870.428	1.704.757	11.312.537	62.922.268
Distribución de Dividendos en efectivo según Acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas del 28 de marzo de 2010	-	-	-	-	-	-	63.589.180
Resultado por Exposición a la Inflación inicio	-	4.511.207	-	-	584.854	-	-13.147.574
Saldo al 31 de diciembre de 2010 (reexpresados)	22.997.700	27.379.303	168.750	3.870.428	2.289.711	11.312.537	87.998.429
Distribución de Dividendos en efectivo según Acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas del 24 de marzo de 2011	-	-	-	-	-	(10.746.910)	(10.746.910)
Constitución de reserva legal según Acta de la Junta General Ordinaria de Accionistas del 24 de marzo de 2011	-	-	-	585.827	-	(585.827)	-
Ajuste por reexpresión	-	-	-	-	44.859	-	44.859
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	19.555.877	19.555.877
Saldo al 31 de diciembre de 2011	22.997.700	27.379.303	168.750	4.438.055	2.314.570	19.555.877	76.852.055

Las notas 1 a 29 que se acompañan son parte integrante de este estado.


 Ing. Mauricio Valdez C.
 Gerente General


 Ing. Ramiro Duón P.
 Gerente


 Lic. Jorge Castro G.
 Superintendente de Administración


 Lic. Omar Salazar R.
 Mat. Prof. CAUB-12465
 Mat. Prof. CAULP-4817

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 1 - CONSTITUCION Y OBJETO DE LA SOCIEDAD

La Sociedad fue constituida en fecha 24 de enero de 1921, mediante Escritura Pública N° 63 bajo la razón social de Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro Sociedad Anónima. Posteriormente en fecha 27 de noviembre de 1978 la Sociedad efectuó la adecuación al nuevo Código de Comercio para la convalidación y redondeo de la cuenta capital.

La Ley N° 1604 (Ley de Electricidad) promulgada el 21 de diciembre de 1994 dispone en el Art. 15° que "las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades".

Mediante Testimonio Público N° 61 de fecha 17 de marzo de 2000, la Superintendencia de Electricidad y la Sociedad firmaron un contrato de Concesión de Servicio Público de Distribución de Electricidad por un plazo de cuarenta años a partir de su perfeccionamiento.

La Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE), que fue accionista principal de ELFEO S.A., en cumplimiento de las disposiciones emanadas por la Ley de Electricidad, el 11 de enero de 1996 suscribió un acuerdo con Iberdrola Inverdimex Sociedad Unipersonal L.D.A., mediante el cual COBEE transfirió a IBERDROLA la totalidad del paquete accionario de ELFEO S.A.

Los bienes de uso transferidos por ENDE el 28 de agosto de 1997, fueron incorporados al patrimonio de la Sociedad a los valores de compra.

La actividad de la Sociedad se encuentra regulada por la Ley de Electricidad, la cual creó el Ente Regulador "Superintendencia de Electricidad" la misma que posteriormente fue reemplazada por la "Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad". En tal sentido, la Sociedad está sujeta al marco regulatorio establecido por la mencionada ley y su reglamentación.

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, los que han sido aplicados consistentemente con relación al ejercicio anterior.

Las políticas contables más significativas aplicadas por la Sociedad son las siguientes:

2.1 Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia requiere que la gerencia de la Sociedad realice estimaciones que afectan los montos expuestos de activos y pasivos, así como los ingresos y gastos del ejercicio. El resultado final podría diferir de dichas estimaciones.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS (Cont.)

2.2 Consideración de los efectos de la inflación

Los estados financieros han sido preparados en moneda constante reconociendo en forma integral los efectos de la inflación, excepto los resultados acumulados de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.3 inciso h). Para ello se han seguido los lineamientos generales establecidos en la Norma Contable N° 3 revisada y modificada y de la Resolución CTNAC 01/2008 emitida por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia. El Índice utilizado para actualizar los rubros no monetarios es la variación de la UFV respecto al boliviano. La UFV utilizada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 fue 1,71839 y 1,56451 respectivamente.

El efecto neto del ajuste por inflación se incluye en la cuenta de resultados "Ajuste por exposición a la inflación".

2.3 Principales criterios de valuación

Los principios contables más significativos aplicados por la Sociedad son:

a) Saldos en moneda extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera se valúan al tipo de cambio de cierre de cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, Bs. 6,96 y 7,04 por US\$ 1 respectivamente. Las diferencias de cambio resultantes de este procedimiento se registran en la cuenta de "Diferencia de Cambio" en los resultados del ejercicio.

b) Disponibilidades, cuentas por cobrar, préstamos y otras obligaciones

Se valúan a su valor nominal, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio, según las cláusulas específicas de cada operación.

Las cuentas por cobrar relacionadas con servicios prestados corresponden a saldos netos de una previsión para deudores de dudoso cobro, calculada de acuerdo a las estimaciones de cobrabilidad realizadas por la Sociedad.

c) Inventarios

Los inventarios, consistentes en material técnico y suministros, se encuentran valuados al costo promedio de adquisición, actualizado al cierre de cada ejercicio, en función de la variación del Índice Unidad de Fomento a la Vivienda ("UFV") para la gestión 2011 y 2010. El valor de los bienes que conforman el inventario, no supera su valor de reposición al cierre del ejercicio.

d) Inversiones permanentes

Las inversiones permanentes registran los certificados de aportación en la cooperativa telefónica local. Las mismas están valuadas a su costo de adquisición.

e) Bienes de uso

Los bienes de uso están valuados a su costo de adquisición ajustados por inflación en base a la Unidad de Fomento a la Vivienda ("UFV") al cierre del ejercicio de acuerdo con lo mencionado en la Nota 2.2, menos la correspondiente depreciación acumulada que es calculada por el método de línea recta, aplicando las tasas anuales definidas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS (Cont.)

2.3 Principales criterios de valuación (Cont.)

e) Bienes de uso (Cont.)

Los gastos de mantenimiento, reparaciones, renovaciones y mejoras que no extienden la vida útil de los bienes son cargados a resultados del ejercicio en el que se incurren. Las mejoras que prolongan la vida útil del bien, de ser significativas, son capitalizadas al costo del activo correspondiente.

La cuenta "obras en curso" acumula las inversiones en construcción, montaje e instalación de sistemas de distribución de alta, media y baja tensión (transmisión, subtransmisión, distribución y

propiedad general) y están valuadas al costo de las planillas de avance de obra más los correspondientes costos de mano de obra directa, materiales utilizados y costos financieros. capitalizados hasta la finalización de la obra, ajustados por inflación según se manifiesta en la Nota 2.2.

Los costos financieros son capitalizados en forma mensual, proporcionalmente al importe de cada obra, utilizando como límite la tasa aprobada por la Ex -Superintendencia de Electricidad.

El valor de los bienes de uso, considerados en su conjunto, no supera su valor recuperable.

f) Cargos diferidos

Los cargos diferidos se encuentran valuados a su valor histórico y están relacionados principalmente con los costos incurridos en el estudio tarifario del mercado energético realizado en años anteriores.

La amortización de los cargos diferidos es calculada en línea recta aplicando una tasa a 4 años.

g) Previsión para indemnizaciones

La previsión para indemnizaciones se constituye para todo el personal por el total del pasivo devengado al cierre del ejercicio, lo cual es consistente con lo estipulado en el Decreto Supremo N° 110 publicado el 7 de mayo de 2009, que reconoce el derecho de pago de indemnización (equivalente a un mes de sueldo por año de servicio), en favor de los trabajadores luego de haber cumplido más de noventa (90) días de trabajo continuo, ya sea que exista despido intempestivo o renuncia voluntaria por parte del trabajador.

Mediante Decreto Supremo N° 0522 del 26 de mayo de 2010, se establece el pago obligatorio del quinquenio en el sector privado a requerimiento del trabajador una vez cumplido los cinco años de trabajo de manera continua, el cual se debe realizar mediante un pago único dentro un plazo de treinta días a partir de la solicitud escrita, prohibiéndose su fraccionamiento.

h) Patrimonio neto

La Sociedad ajusta el total del patrimonio, excepto los resultados acumulados, en base a lo dispuesto por la Norma de Contabilidad N° 3 revisada y modificada por el Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores y Contadores Públicos de Bolivia de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.2 anterior. El efecto de la no actualización de los resultados acumulados no es material considerando los Estados Financieros en su conjunto.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS (Cont.)

2.3 Principales criterios de valuación (Cont.)

h) Patrimonio neto (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el ajuste correspondiente a las cuentas de Capital se registra en la cuenta "Ajuste de Capital" y el ajuste de las reservas en la cuenta "Ajuste de reservas patrimoniales" con cargo a la cuenta de resultados "Ajuste por exposición a la inflación".

El monto acumulado de las cuentas "Ajuste de capital", "Ajuste de reservas patrimoniales", no pueden ser distribuidos como dividendo en efectivo, pero pueden aplicarse a incrementos de capital o a la absorción de pérdidas, previo trámite legal.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los Resultados acumulados no están sujetos al ajuste mencionado.

i) Reconocimiento de Ingresos

La Sociedad reconoce el ingreso por ventas en el momento de la efectiva prestación del servicio. Asimismo, efectúa la estimación y devengamiento del suministro de energía eléctrica de los últimos días del mes del ejercicio cuya medición y facturación se realiza en el mes siguiente.

j) Resultado del ejercicio

La Sociedad prepara el Estado de Ganancias y Pérdidas donde determina el resultado de cada ejercicio tomando en cuenta los efectos de la inflación. No se ajustan los rubros individuales del estado de ganancias y pérdidas, pero se registra un ajuste global en la cuenta "Ajuste por exposición a la inflación". Este procedimiento origina una distorsión general no significativa en los rubros individuales de dicho estado.

k) Cuentas de orden

El rubro incluye fianzas bancarias otorgadas a favor de la ex Superintendencia de Electricidad actual Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por cumplimiento de contrato.

NOTA 3 - DISPONIBILIDADES

	<u>2011</u>	<u>2010</u> (Reexpresado)
	Bs	Bs
Caja Chica	2.100	2.307
Banco Mercantil Santa Cruz	569.258	612.943
Banco de Crédito	38.647	3.285.206
Banco Nacional de Bolivia S. A.	8.195.185	390.029
Banco Nacional de Bolivia Seguro (Médico Delegado)	99.806	36.123
Banco Industrial S. A.	187.932	730.723
Banco Ganadero S. A.	58.918	2.176
Banco Unión S. A.	8.901	7.135
Banco Los Andes Procredit S.A.	9.344	4.022
	<u>9.170.091</u>	<u>5.070.664</u>

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 4 - CUENTAS POR COBRAR DE CLIENTES

	<u>2011</u>	<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Consumidores Oruro	14.465.122	14.393.579
Consumidores especiales	13.057.831	14.005.991
Consumidores municipales área rural	1.223.129	1.257.276
Consumidores Oruro moneda extranjera	-	2.639
	<u>28.746.082</u>	<u>29.659.485</u>
Depósitos no aplicados	(51.517)	(194.752)
Previsión para deudores incobrables	(5.559.791)	(3.579.131)
	<u>23.134.774</u>	<u>25.885.602</u>

NOTA 5 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>2011</u>	<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Adelantos al personal	705	1.869
Pagos adelantados	273.719	494.615
Fondo de estabilización	3.009.535	2.977.271
Otras diversas	1.863.720	1.248.779
Cuentas por cobrar dólares	373.717	439.370
Anticipo impuesto a las transacciones	8.482.063	6.879.298
	<u>14.003.459</u>	<u>12.041.202</u>

NOTA 6 - CUENTAS CON EMPRESAS RELACIONADAS

	<u>2011</u>		<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>	
	<u>Activo</u>	<u>Pasivo</u>	<u>Activo</u>	<u>Pasivo</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Iberdrola Redes S.A.	-	487.200	-	543.580
Electropaz S.A.	-	360.343	-	640.745
Cadeb S.A.	5.243	860.369	4.948	778.560
Edeser S.A.	-	1.055.079	-	1.224.188
	<u>5.243</u>	<u>2.762.991</u>	<u>4.948</u>	<u>3.187.073</u>

Las transacciones con empresas relacionadas se cobran y pagan periódicamente y no devengan intereses

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 7 – INVENTARIOS

	<u>2011</u>	<u>2010</u> (Reexpresado)
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Existencia de Materiales (Almacén)	3.609.322	4.363.399
Previsión para Castigo Materiales Obsoletos	(203.885)	(203.885)
	<u>3.405.437</u>	<u>4.159.514</u>

NOTA 8 - BIENES DE USO

	<u>2011</u>			<u>2010</u> (Reexpresado)
	<u>Valor de origen</u>	<u>Depreciación acumulada</u>	<u>Valor residual</u>	<u>Valor residual</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Alta tensión	36.881.013	(18.570.103)	18.310.910	17.068.595
Media tensión	78.326.756	(41.329.073)	36.997.683	39.240.521
Baja tensión	154.839.168	(89.925.327)	64.713.841	61.568.711
Propiedad general	32.364.583	(23.937.772)	8.426.811	9.025.477
Obras en curso	1.044.298	-	1.044.298	2.897.156
	<u>303.255.818</u>	<u>(173.762.275)</u>	<u>129.493.543</u>	<u>129.800.460</u>

De acuerdo con la nota 12 los préstamos del Banco Mercantil están garantizados con la generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza y con los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria) y la garantía del inmueble principal de la sociedad (garantía hipotecaria).

NOTA 9 - DEUDAS POR COMPRA DE ENERGÍA

	<u>2011</u>	<u>2010</u> (Reexpresado)
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
COBEE	2.620.093	2.362.874
Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.	3.921.880	4.071.172
Transportadora de Electricidad T.D.E.	2.518.271	1.998.806
Empresa Eléctrica Corani S.A.	2.228.261	1.839.207
Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.	2.440.702	2.394.276
ISA Bolivia	1.268.926	1.027.604
Hidroeléctrica Boliviana S.A.	833.401	736.971
Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu	1.193.210	1.272.358
ENDE Andina S.A.	1.452.054	1.617.109
Servicios de Desarrollo de Bolivia	18.584	12.416
Sinergia S.A.	74.812	61.350
Río Eléctrico S.A.	235.795	212.591
Guabira Energía S.A.	37.002	(16.269)
Comité Nacional de Despacho de Carga	59.946	60.691
ENDE	351.432	77.177
	<u>19.254.369</u>	<u>17.728.333</u>

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 10 - DEUDAS SOCIALES Y FISCALES

	<u>2011</u>	<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Impuesto sobre las utilidades de las empresas	7.289.792	5.469.845
IVA, IT y otros	310.381	388.397
Seguridad social	303.938	261.858
Provisión primas	691.411	677.795
Tasa de alumbrado público	1.131.682	1.149.697
Otros tributos	1.556.038	812.062
	<u>11.283.242</u>	<u>8.759.654</u>

NOTA 11 – OTRAS CUENTAS POR PAGAR

	<u>2011</u>	<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Previsión debito fiscal mes 13	574.544	613.027
Facturas por pagar	103.943	193.529
Pagos recibidos por adelantado	281.541	299.703
Previsión Impues a las Transacciones mes 13	106.958	113.317
Obligaciones pendientes de pago	599.307	849.869
Cheques pendientes de pago	1.402.061	1.071.991
Otras diversas	744.530	471.295
	<u>3.812.884</u>	<u>3.612.731</u>

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES

	<u>2011</u>		<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>	
	<u>Corto plazo</u> <u>Bs</u>	<u>Largo plazo</u> <u>Bs</u>	<u>Corto plazo</u> <u>Bs</u>	<u>Largo plazo</u> <u>Bs</u>
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (1)	-	-	753.497	-
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (2)	-	-	193.311	-
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (3)	-	-	388.621	-
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (4)	-	-	2.158.829	539.157
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (5)	-	-	927.892	1.158.665
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (6)	-	-	1.047.100	2.879.328
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (7)	-	-	1.035.365	3.384.999
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (8)	-	-	2.061.981	1.030.990
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (9)	-	-	518.056	1.842.718
Banco Mercantil Santa Cruz S.A. (10)	-	-	1.515.073	5.302.758
Banco Ganadero S.A. (11)	-	-	8.788.853	-
Banco Ganadero S.A. (12)	-	-	3.295.070	-
Banco Nacional de Bolivia s.A. (13)	5.689.000	18.424.250	-	-
Banco Nacional de Bolivia s.A. (14)	4.935.000	-	-	-
Banco Nacional de Bolivia s.A. (15)	1.937.800	7.750.400	-	-
Banco Unión S.A. (18)	-	-	9.885.210	-
Banco Unión S.A. (17)	-	-	1.098.357	-
Banco Unión S.A. (18)	2.000.000	-	-	-
Banco Unión S.A. (19)	3.000.000	-	-	-
Banco Unión S.A. (20)	4.000.000	-	-	-
Banco Unión S.A. (21)	3.000.000	-	-	-
Banco Bisa S.A. (22)	-	-	3.734.413	-
Banco de Crédito de Bolivia S.A. (23)	5.000.000	-	-	-
Intereses por pagar	372.806	-	274.269	-
	<u>29.914.406</u>	<u>28.174.650</u>	<u>37.669.739</u>	<u>18.220.011</u>

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES (Cont.)

- (1) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por US\$ 999.999, con vencimiento en julio de 2011, a una tasa de interés Libor más 4% de SPREAD anual, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos. Esta tasa fue modificada mediante contrato estando actualmente vigente una tasa base de 5% anual mas la Tasa de referencia calculada por el Banco Central de Bolivia.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (2) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por US\$ 500.000, con vencimiento en enero de 2011, a una tasa de interés del 5% anual, más la Tasa de Interés de Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (3) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por US\$ 500.000, con vencimiento en junio de 2011, a una tasa de interés del 5% anual, más la Tasa de Interés de Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (4) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por US\$ 1.300.000, con vencimiento en marzo de 2012, a una tasa de interés fija del 7,7% anual para el primer año y del 5% anual, más la Tasa de Interés de Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES (Cont.)

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (5) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por US\$ 600.000, con vencimiento en abril de 2013, a una Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (6) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por Bs5.720.000 con vencimiento en agosto de 2014, a una tasa de interés fija del 7.8% anual para el primer año y del 5,5% anual, más la Tasa de Interés de Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).
- c) Inmueble de calle 12 de Octubre s/n y Catacora (Garantía Hipotecaria).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (7) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por Bs5.656.000 con vencimiento en febrero de 2015, a una tasa de interés fija del 9.5% anual para las primeras 6 amortizaciones y del 6.25% anual a partir de la séptima amortización, más la Tasa de Interés de Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, a partir del séptima amortización, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (8) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por US\$ 800.000 con vencimiento en abril de 2012, a una tasa de interés fija del 9,75% anual los primeros 180 días y del 6% anual, más la Tasa de Interés de Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, a partir del día 181, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES (Cont.)

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (9) Corresponde a un préstamo a plazo fijo por Bs2.830.000 con vencimiento en agosto de 2015, a una tasa de interés fija del 7% para el primer año y del 5,99% anual, más la Tasa de Interés de Referencia TRE calculada por el Banco Central de Bolivia, a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (10) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs8.000.000 con vencimiento en abril del 2015, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco con pago trimestral de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendaria y sin desplazamiento).

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (11) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs8.000.000 con vencimiento en abril del 2011, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (12) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs3.000.000 con vencimiento en abril del 2011, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (13) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 1.800 días por Bs28.345.000 con vencimiento en enero del 2016, a una tasa de interés fija del 4.5% anual por los primeros 360 días y 5% más la TRE a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES (Cont.)

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
 - b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendarla y sin desplazamiento) y garantía hipotecaria de inmueble ubicado en calle 12 de Octubre y Catacora.
- (14) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 360 días por Bs4.935.000 con vencimiento en febrero de 2012, a una tasa de interés fija del 4.5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- (15) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 1.800 días por Bs9.688.000 con vencimiento en noviembre de 2016, a una tasa de interés fija del 5.5% anual por los primeros 360 días y 6.5% más la TRE a partir del segundo año, que se liquidará y pagará al Banco con amortizaciones trimestrales de capital y los correspondientes intereses sobre saldos.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
 - b) Los equipos de Distribución y Subestaciones (garantía prendarla y sin desplazamiento) y garantía hipotecaria de inmueble ubicado en calle 12 de Octubre y Catacora.
- (16) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs9.000.000 con vencimiento en abril de 2011, a una tasa de interés fija del 4% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (17) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs1.000.000 con vencimiento en enero de 2011, a una tasa de interés fija del 4% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.

- (18) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs2.000.000 con vencimiento en marzo de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 12 - PRESTAMOS FINANCIEROS Y OTRAS OBLIGACIONES (Cont.)

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- (19) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs3.000.000 con vencimiento en abril de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- (20) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs4.000.000 con vencimiento en abril de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- (21) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 180 días por Bs3.000.000 con vencimiento en abril de 2012, a una tasa de interés fija del 5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.
- (22) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs3.400.000 con vencimiento en febrero de 2011, a una tasa de interés fija del 3.8% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza. El saldo fue cancelado en su totalidad en la gestión 2011.
- (23) Corresponde a un préstamo a plazo fijo a 90 días por Bs5.000.000 con vencimiento en febrero de 2012, a una tasa de interés fija del 5.5% anual, que se liquidará y pagará al Banco al vencimiento con un pago único de capital y los correspondientes intereses.

Este préstamo está garantizado con:

- a) La generalidad de los bienes presentes y futuros de la Sociedad, sin exclusión de ninguna naturaleza.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010****NOTA 13 - INGRESOS POR VENTAS**

	<u>2011</u>	<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Ventas residenciales	42.782.553	42.119.119
Ventas comerciales	40.761.367	40.833.712
Ventas energía contratos especiales	44.081.830	43.324.971
Ventas para alumbrado público	11.661.882	10.708.143
Ventas área rural	17.897.349	17.291.061
Ingresos por venta de energía devengados	421.803	(1.609.191)
Ingresos por servicios a terceros	2.444.852	2.476.386
	<u>158.442.192</u>	<u>153.608.752</u>
Descuento por tarifa dignidad	<u>(1.609.444)</u>	<u>(1.535.449)</u>
	<u>158.442.192</u>	<u>153.608.752</u>

NOTA 14 - GASTOS GENERALES DE ADMINISTRACION

	<u>2011</u>	<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Gastos del personal	4.776.405	4.506.217
Servicios externos	1.392.907	1.268.792
Seguros	843.903	807.307
Seguro Médico Delegado	779.931	776.780
SIRESE	1.493.257	1.465.967
Gastos por alquiler	573.192	580.276
Otros gastos	2.125.845	2.362.708
	<u>11.985.440</u>	<u>11.768.047</u>

NOTA 15 - OTROS INGRESOS (EGRESOS) NETO

	<u>2011</u>	<u>2010</u> <u>(Reexpresado)</u>
	<u>Bs</u>	<u>Bs</u>
Utilidad en venta de activos	-	64.184
Regularización a registros de gestiones pasadas	(642.903)	16.930
Multas y sanciones		(304.829)
Otros egresos	(525.034)	(221.391)
	<u>(1.167.937)</u>	<u>(445.106)</u>

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010****NOTA – 16 POSICION EN MONEDA EXTRANJERA**

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Sociedad mantenía los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera:

Clase y monto de la moneda extranjera	2011		2010 (Reexpresado)	
	Cambio vigente	Monto en moneda	Cambio vigente	Monto en moneda
Bs	Bs	Bs	Bs	Bs
Activo				
Disponibilidades	US\$ 20.347	6,96	141.617	6.687
Cuentas por cobrar de clientes	US\$ -	6,96	-	2.639
Otras cuentas por cobrar	US\$ 53.695	6,96	373.717	439.370
Total posición activa	74.042		515.334	448.696
Pasivo				
Otros proveedores	-	6,96	-	6.116
Deudas por compra de energía	-	6,96	-	-
Otras cuentas por pagar	US\$ 83.415	6,96	580.572	647.724
Préstamos financieros y otras obligaciones	US\$ -	6,96	-	53.889.750
Cuentas con empresas relacionadas	US\$ -	6,96	-	-
Depósitos de consumidores	US\$ 625.028	6,96	4.350.196	4.159.185
Dividendos por pagar	US\$ 5.069	6,96	35.283	39.386
Total posición pasiva	713.512		4.966.051	58.742.141
Posición neta pasiva	(639.470)		(4.450.717)	(58.293.445)

NOTA 17 - CAPITAL SOCIAL

El capital pagado y suscrito al 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a Bs22.997.700 correspondiente a 229.977 acciones ordinarias con un valor nominal de Bs100 cada una con derecho a un voto por acción.

El valor patrimonial proporcional de cada acción al 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a 334,17 y 300,51 (reexpresado) respectivamente.

NOTA 18 - RESERVA LEGAL

De acuerdo con las disposiciones del Código de Comercio, se debe constituir una reserva legal como mínimo del 5% de las utilidades efectivas y líquidas obtenidas antes de su distribución, hasta alcanzar el 50% del capital pagado. El 24 de marzo de 2011, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas aprobó la constitución de reserva legal por Bs565.627 por los resultados obtenidos en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010, que ascendían a Bs11.312.537 (histórico).

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 19 - RESULTADOS ACUMULADOS

El 24 de marzo de 2011, la Junta General Ordinaria de Accionistas, resolvió distribuir la suma de Bs10.746.910 correspondientes a los resultados acumulados netos de la reserva legal al 31 de diciembre de 2010.

NOTA 20 - FIANZAS BANCARIAS

Con el objeto de garantizar el cumplimiento de contrato y cumplimiento de la inversión comprometida, la Sociedad ha otorgado una fianza bancaria a favor de la Ex - Superintendencia de Electricidad actual Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por US\$.226.302,80, de acuerdo a la cláusula novena del "Contrato de Concesión de Servicio Público de Distribución de Electricidad", para garantizar las inversiones del periodo tarifario 2008-2011.

En fecha 8 de noviembre de 2012, para garantizar el cumplimiento de la inversión comprometida, la Sociedad ha otorgado una fianza bancaria a favor de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por Bs. 2.814.689, de acuerdo a la cláusula novena del "Contrato de Concesión de Servicio Público de Distribución de Electricidad", para garantizar las inversiones del periodo tarifario 2012-2015.

NOTA 21 - ASPECTOS IMPOSITIVOS

a) Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas:

La Sociedad está sujeta al Impuesto a las Utilidades de las Empresas, por lo que aplica el 25% a la utilidad neta, determinada de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, con algunos ajustes determinados de acuerdo con la ley tributaria y sus decretos reglamentarios. De acuerdo con la legislación tributaria vigente, el Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) es considerado como pago a cuenta del Impuesto a las Transacciones (IT).

De acuerdo al artículo 10 de la Ley N° 169 de fecha 9 de septiembre de 2011, cuando en un año se produjera una pérdida de fuente boliviana, ésta podrá deducirse de las utilidades gravadas que se obtengan como máximo hasta los tres (3) años siguientes. Las pérdidas acumuladas a ser deducidas no serán objeto de actualización.

Al 31 de diciembre de 2011, la sociedad constituyó una provisión de Bs7.289.792 en la cuenta de pasivo "Impuestos sobre utilidades de las empresas"; con cargo a la cuenta de activo "Impuestos anticipados".

Al 31 de diciembre de 2010, se constituyó una provisión de Bs5.469.845 (reexpresado) en la cuenta de pasivo "Impuestos sobre utilidades de las empresas con cargo a la cuenta de activo "Impuestos anticipados".

Para la determinación del Impuesto a las Utilidades de la Empresas (IUE) se han considerado los lineamientos definidos por el Servicio de Impuestos Nacionales mediante Resolución Normativa de Directorio N° 10.0002.08 de 4 de enero de 2008, como respuesta a los cambios reestablecidos en el Decreto Supremo N° 29387 de 20 de diciembre de 2007 en lo referente a la reexpresión en moneda extranjera y valores en moneda constante en los Estados Financieros de las Empresas, para fines de la determinación de la Utilidad Neta Imponible.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 21 - ASPECTOS IMPOSITIVOS (Cont.)

b) Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Beneficiarios del exterior:

Quienes paguen, acrediten, o remitan a beneficiarios del exterior rentas de fuente boliviana, deberán retener y pagar el Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Beneficiarios del exterior aplicando una tasa del 12,5% sobre el monto total acreditado, pagado o remesado.

La distribución de utilidades de la Sociedad en beneficio de sus accionistas del exterior se encuentra alcanzada por este impuesto. Hecho por el cual las eventuales aprobaciones y pagos de dividendos por las acciones de la Sociedad serán tomados a los efectos de determinar la base imponible del respectivo accionista.

NOTA 22 - PROGRAMA DE INVERSIONES

De acuerdo con la Ley de Electricidad N° 1604, su reglamentación y la cláusula octava del "Contrato de Concesión de Servicio Público de Distribución de Electricidad" suscrito con la Ex – Superintendencia de Electricidad actual Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, la Sociedad está obligada a cumplir con un plan de inversiones para cada período tarifario. Al respecto, la Ex - Superintendencia de Electricidad, actual Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante Resolución SSDE N° 347/2007, de fecha 8 de Noviembre de 2007, aprobó el "Plan de Inversiones" para el período 2008-2011, que asciende a Bs36.344.230 (equivalente a US\$ 4.526.056). La Sociedad está garantizando la ejecución del Plan de Inversiones mediante una boleta de garantía por US\$ 226,302.80, con vencimiento al 31 de diciembre de 2011, de acuerdo con lo establecido en el artículo 51° del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.

Las inversiones capitalizadas con cargo al "Plan de Inversiones" por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, ascienden a US\$ 1.410.971 haciendo un total para el período tarifario de US\$ 5.987.437 (históricos).

Mediante Resolución AE N° 523/2011 de fecha 8 de noviembre de 2011, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad decidió aprobar proyección de demanda, número de consumidores, energía y potencia para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. aplicable al período tarifario noviembre de 2011 a octubre de 2015, asimismo decidió aprobar el programa de inversión aplicable al período 2012 - 2015 mismo que alcanza a Bs56.293.785. La Sociedad está garantizando la ejecución del Plan de Inversiones mediante una boleta de garantía por Bs2.814.689, de acuerdo con lo establecido en el artículo 51° del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.

NOTA 23 - TARIFA DIGNIDAD

En fecha 21 de marzo de 2006 se promulgó el Decreto Supremo N° 28653 mediante el cual se crea la "Tarifa dignidad", que consiste en un descuento del 25% promedio de la tarifa vigente para los consumidores domiciliarios atendidos por empresas de distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que opera en el Mercado Eléctrico Mayorista con consumos de hasta 70 KWh por mes y para los consumidores domiciliarios atendidos por otras empresas de distribución del SIN y Sistemas Aislados, con consumos de hasta 30 Kwh mes. El descuento a los consumidores mencionados, comenzó a partir de la facturación del mes de abril de 2006.

Según la Resolución SSDE N°130/2006 de 18 de mayo de 2006, la Ex - Superintendencia (actual Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad) estableció en la parte V) "Determinación de los importes a ser compensados":

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 23 - TARIFA DIGNIDAD (Cont.)

- La refacturación de los consumos de todos los registros contenidos en la base de datos.
- Determinará el monto total descontado, por la aplicación de la "Tarifa Dignidad". El monto descontado será descontado sin el Impuesto al Valor Agregado (IVA), ni el Impuesto a las Transacciones (IT).
- Determinará el monto total consolidado del descuento para todas las empresas distribuidoras a nivel nacional sin el Impuesto al Valor Agregado (IVA) ni el Impuesto a las Transacciones (IT).

Según la Resolución SSDE N°274/2006 de 29 de septiembre de 2006, la Ex – Superintendencia (actual Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad) resolvió modificar los incisos b) y c) del numeral V "Determinación de los importes a ser compensados" aprobado en la Resolución SSDE N°130/2006 de 18 de mayo de 2006 de la siguiente manera:

- Determinará el monto total descontado, por la aplicación de la "Tarifa Dignidad". El monto descontado será descontado con el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Transacciones (IT).
- Determinará el monto total consolidado del descuento para todas las empresas distribuidoras a nivel nacional con el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Transacciones (IT).

Según la Resolución AE N°234/2011274/2006 de 29 de septiembre de 2006, la Autoridad de Fiscalización ratifica respecto a la Tarifa Dignidad que:

- Determinará el monto total descontado, por la aplicación de la "Tarifa Dignidad". El monto descontado será descontado con el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Transacciones (IT).
- Determinará el monto total consolidado del descuento para todas las empresas distribuidoras a nivel nacional con el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Transacciones (IT).

Los importes resultantes del descuento de la tarifa dignidad de un mes son recuperados en el mes siguiente, toda vez que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) determina los importes a distribuir entre todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para ello la Autoridad emite una resolución administrativa mensual.

NOTA 24 - FINALIZACIÓN DE CONTRATO DE COMPRA ENERGIA

En fecha 21 de diciembre de 2008, se dio por finalizado el contrato por compra de energía con Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE), por lo cual ELFEOA puede realizar la suscripción de un nuevo contrato con cualquier empresa generadora que garantice el abastecimiento en las cantidades esperadas, ello de acuerdo con la Ley de Electricidad que en su artículo 31 "Contratos de Suministro de Electricidad", establece que para cumplir con la demanda de electricidad las Empresas Distribuidoras deben suscribir contratos de suministros de electricidad con tarifas acordadas entre las partes dentro del marco de la ley 1604 "Ley de Electricidad" y éstos deberán cubrir como mínimo el 80% de la demanda máxima.

En el mes de julio de 2008 la Sociedad ha convocado mediante licitación para la adjudicación por parte de las Empresas Generadoras para el suministro de energía, dicho proceso de licitación resultó desierto, esta situación fue comunicada a la Ex - Superintendencia de Electricidad mediante carta con cite CT-392/2008 de fecha 29 de Agosto de 2008.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 24 - FINALIZACIÓN DE CONTRATO DE COMPRA ENERGIA (Cont.)

En el mes de julio de 2011 la Sociedad ha convocado mediante licitación para la adjudicación por parte de las Empresas Generadoras para el suministro de energía, dicho proceso de licitación resultó desierto, esta situación fue comunicada a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante carta con cite LEGAL No. 111/2011 de fecha 26 de Agosto de 2011.

NOTA 25 - CAMBIOS EN LA NORMATIVA LEGAL DE LA INDUSTRIA

- a) Se encuentra en proceso el ordenamiento jurídico para las concesiones sobre recursos naturales, electricidad y servicios básicos de acuerdo a lo establecido en la nueva Constitución Política del Estado.
- b) Mediante Decreto Supremo N° 29894, el Gobierno de Bolivia dispuso la extinción de las Superintendencias del Sistema de Regulación Sectorial, pasando la Superintendencia de Electricidad a denominarse Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) órgano dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Hasta la fecha no se ha promulgado una norma que modifique las atribuciones de ésta Autoridad, por lo que mantiene las mismas atribuciones que tenía la Ex Superintendencia, incluyendo su participación en la definición de reglamentos que regulan el sector.
- c) En fecha 6 de diciembre de 2010, el Gobierno de Bolivia promulgó el D.S. 0726 mediante el cual las concesiones mineras de recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y de servicios básicos otorgadas con anterioridad al 6 de diciembre de 2010, se adecuan al ordenamiento constitucional vigente, transformándose automáticamente en Autorizaciones Transitorias Especiales, en tanto se realice su migración de acuerdo a la normativa sectorial a emitirse.

De acuerdo al Decreto Supremo, la transformación económica señalada en el párrafo anterior, garantiza los derechos adquiridos.

NOTA 26 – APROBACION DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA 2012-2015

Mediante Resolución AE No. 525/2011 del 8 de Noviembre de 2011 la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó las Tarifas Base de Distribución, la Estructura Tarifaria y sus Fórmulas de Indexación para el periodo noviembre 2011 a Octubre 2015. La aplicación de la nueva estructura tarifaria, determina una disminución de la Tarifa Base promedio de aproximadamente 2.17% respecto a diciembre de 2010.

NOTA 27 - ASPECTOS RELEVANTES

En fecha 10 de Diciembre de 2010 se sanciona la Ley N° 065 Ley de Pensiones, donde se establece un Sistema Integral de Pensiones, compuesto por el Régimen No Contributivo (a cargo de la Renta Dignidad), el Régimen Contributivo (a cargo de la pensión de vejez, financiada solamente por los trabajadores), y el Régimen Semicontributivo (a cargo de la Pensión Solidaria, financiada por los trabajadores por el Fondo Solidario)

El Fondo Solidario se financia con el aporte de los trabajadores sobre su total solidario, así como un aporte patronal y la recaudación por riesgos previsionales (muerte y accidentes).

Las contribuciones que el Empleador debe retener y pagar en el Sistema Integral de Pensiones con destino al Fondo Solidario, adicionales a los existentes en SSO de largo plazo son:

1. Aporte Patronal del 3% del Total Ganado de cada uno de sus dependientes.
2. El aporte solidario del asegurado del 0,5% del total ganado de cada uno de sus empleados dependientes, que debe ser retenido y pagado mensualmente por el Empleador.

EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE ORURO S.A. "ELFEO S.A."

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

NOTA 27 - ASPECTOS RELEVANTES (Cont.)


3. El aporte nacional solidario de los dependientes, que perciben un total ganado superior a Bs13.000, de acuerdo al siguiente rango:
- Mayor a Bs13.000 – Total ganado menos Bs13.000 por el 1%
 - Mayor a Bs25.000 – Total ganado menos Bs25.000 por el 5%
 - Mayor a Bs35.000 – Total ganado menos Bs35.000 por el 10%

NOTA 28 – CONTINGENCIAS


Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Sociedad declara no tener contingencias probables significativas de ninguna naturaleza.

NOTA 29 - HECHOS POSTERIORES


Con posterioridad al 31 de diciembre de 2011 y hasta la fecha de emisión del presente informe, no se han producido hechos o circunstancias que afecten en forma significativa los estados financieros del ejercicio finalizado en esa fecha.



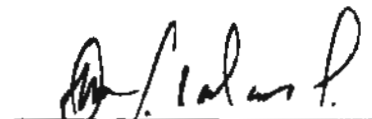
Ing. Mauricio Valdez C.
Gerente General



Ing. Ramiro Dulón P.
Gerente



Lic. Jorge Castro G.
Superintendente de Administración



Lic. Omar Salazar R.
Mat. Prof. CAUB-12465
Mat. Prof. CAULP-4817