

## PROSPECTO

### PROGRAMA DE EMISIONES DE BONOS ESTANDARIZADOS SERIE B



### COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ SOCIEDAD ANÓNIMA

**Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B: USD 106.000.000,00  
(Ciento seis millones de dólares estadounidenses o su equivalente en colones)  
Número de resolución de SUGEVAL autorizando la emisión: SGV-R-2311 del 18  
de agosto del 2010**



**Agente Estructurador: Banco de Costa Rica**



**Puesto de Bolsa representante: BCR Valores, S.A.**

**“La autorización para realizar oferta pública no implica calificación sobre la  
emisión, ni la solvencia del emisor o el intermediario”**

**20 de marzo del 2013  
San José, Costa Rica**

## **NOTAS IMPORTANTES PARA EL INVERSIONISTA**

Señor inversionista es su deber y derecho conocer el contenido del Prospecto antes de tomar la decisión de invertir, éste le brinda información sobre la emisión, la información relevante relativa al emisor, así como los riesgos asociados tanto a la emisión como al emisor. La información estipulada en el prospecto es de carácter vinculante para la empresa, lo que significa que ésta será responsable legalmente por la información que se consigne en el prospecto.

Consulte los comunicados de hechos relevantes que realiza el emisor sobre los acontecimientos que pueden incidir en el desempeño de la empresa y los informes financieros periódicos. Complemente su análisis con la calificación de riesgo actualizada por las empresas calificadoras de riesgo.

El comportamiento y desempeño de las empresas emisoras a través del tiempo no aseguran su solvencia y liquidez futuras. La inversión que realice será únicamente por su cuenta y riesgo.

La Superintendencia General de Valores no emite criterio sobre la veracidad, exactitud o suficiencia de la información contenida en este prospecto.

La Superintendencia General de Valores y quienes intervienen en el proceso de intermediación bursátil no asumen responsabilidad sobre la situación financiera de la empresa emisora.

## ÍNDICE

<b>Capítulo I</b> .....	6
<b>Características de la emisión</b> .....	6
<b>1.1 Información sobre la emisión y la oferta</b> .....	6
<b>1.2. Modificación de las emisiones</b> .....	8
<b>1.3 Forma de colocación</b> .....	9
<b>1.4 Calificación de riesgo</b> .....	12
<b>1.5 Propósito de las emisiones y destino de los recursos</b> .....	12
1.5.1 De las inversiones a financiar.....	13
<b>1.6 Los costos de la emisión y su colocación</b> .....	14
<b>1.7 Mecanismos de representación</b> .....	14
<b>1.8 Garantía</b> .....	15
<b>1.9 Tratamiento tributario</b> .....	15
<b>1.10 Esquema de pago</b> .....	16
<b>1.11 Prelación de pagos</b> .....	16
<b>1.12 Identificador internacional</b> .....	16
<b>1.13 Identificación de directores, gerentes y asesores involucrados con el proceso de oferta pública</b> .....	16
<b>Capítulo II</b> .....	18
<b>Información Esencial</b> .....	18
<b>2.1 Factores de riesgo que afectan la emisión y la empresa</b> .....	18
2.1.1 Riesgos asociados a la emisiones.....	18
2.1.2 Riesgos relacionados con la operación de la empresa.....	19
2.1.3 Riesgos de la industria.....	20
2.1.4 Riesgos del entorno.....	21
<b>2.2 Análisis de indicadores financieros</b> .....	23
2.2.1 Índices de liquidez.....	23
2.2.2 Índices de rentabilidad.....	24
2.2.3 Índices de actividad.....	26
<b>2.3 Endeudamiento y Capitalización</b> .....	30

2.3.1 Endeudamiento .....	30
2.3.2 Capitalización .....	32
<b>Capítulo III.....</b>	<b>35</b>
<b>Información sobre la empresa emisora.....</b>	<b>35</b>
<b>3.1 Historia y desarrollo de la Empresa .....</b>	<b>35</b>
<b>3.2 Principales actividades y servicios .....</b>	<b>36</b>
<b>3.3 Características del mercado.....</b>	<b>37</b>
<b>3.4 Principales proveedores.....</b>	<b>37</b>
<b>3.5 Plan de Expansión de la Generación.....</b>	<b>38</b>
<b>3.6 Datos Estadísticos de la Generación.....</b>	<b>39</b>
<b>3.7 Datos Estadísticos de Distribución.....</b>	<b>39</b>
<b>3.8 Datos Estadísticos de Comercialización.....</b>	<b>40</b>
<b>3.9 Asistencia Técnica.....</b>	<b>40</b>
<b>3.10 Estructura Organizativa.....</b>	<b>42</b>
<b>3.11 Propiedades, Planta y Equipo.....</b>	<b>44</b>
<b>Capítulo IV.....</b>	<b>48</b>
<b>Resultados de operación y financieros e información prospectiva .....</b>	<b>48</b>
<b>4.1 Entorno económico de la empresa.....</b>	<b>48</b>
<b>4.2 Resultados de Operación.....</b>	<b>49</b>
4.2.1 Estructura de Ingresos .....	49
4.2.2 Estructura de Gastos.....	51
<b>4.3 Liquidez y recursos de capital .....</b>	<b>53</b>
<b>4.4 Investigación y desarrollo, patentes y licencias .....</b>	<b>54</b>
<b>Capítulo V.....</b>	<b>55</b>
<b>Directores, Personal Gerencial y Empleados .....</b>	<b>55</b>
<b>5.1 Personal Directivo.....</b>	<b>55</b>
5.1.1 Prácticas de selección de los miembros del Consejo de Administración.....	57
<b>5.2 Personal Gerencial.....</b>	<b>57</b>
<b>5.3 De la Asamblea de Accionistas .....</b>	<b>60</b>
<b>5.4 Comité de Auditoría.....</b>	<b>61</b>
<b>5.5 Personal.....</b>	<b>61</b>
<b>5.6 Participación social de directores, personal gerencial y empleados....</b>	<b>62</b>

<b>5.7 Agrupaciones Gremiales.....</b>	<b>62</b>
<b>5.8 Políticas Salariales y Compensatorias.....</b>	<b>62</b>
<b>Capítulo VI.....</b>	<b>64</b>
<b>Participaciones significativas y transacciones con partes relacionadas ..</b>	<b>64</b>
<b>6.1 Participaciones significativas .....</b>	<b>64</b>
<b>6.2 Transacciones con partes relacionadas .....</b>	<b>64</b>
<b>6.3 Participación de asesores y consejeros.....</b>	<b>64</b>
<b>Capítulo VII.....</b>	<b>65</b>
<b>Información Financiera.....</b>	<b>65</b>
<b>7.1 Anexos al prospecto .....</b>	<b>65</b>
<b>7.2 Periodicidad de la información a los inversionistas .....</b>	<b>65</b>

Anexos al prospecto:

**\* Anexo 1: Calificación otorgada por la empresa calificadora de riesgo de la emisión.**

**\* Anexo 2: Información financiera:**

a) Estados financieros auditados al 31 de diciembre del 2012 y 2011.

**\* Anexo 3: Información sobre el saldo de los juicios contenciosos en acatamiento a la Norma Internacional de Contabilidad N° 37, párrafo 86, incisos a), b) y c).**

## CAPITULO I

### CARACTERÍSTICAS DE LA EMISIÓN

#### 1.1 Información sobre la emisión y la oferta

Las características del Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B se detallan a continuación:

TIPO DE EMISIONES	BONOS
SERIES <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
CODIGO ISIN <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
NEMOTECNICO <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
MONTO GLOBAL DEL PROGRAMA	USD 106.000.000,00 o su equivalente en colones
NOMBRE DE LA SERIE <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
MONTO DE CADA EMISION <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
MONEDA DE CADA EMISION <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
FECHA DE EMISION Y DE VENCIMIENTO <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
DENOMINACION O VALOR FACIAL	USD 1.000,00 (mil dólares) o ₡ 1.000.000,00 (un millón de colones)
PLAZO <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
TASA DE INTERES BRUTA <sub>1 Y 2</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
TASA DE INTERES NETA	TASA DE INTERES BRUTA MENOS RETENCION DEL 8%
FACTOR DE CALCULO	30/360
PERIODICIDAD <sub>1</sub>	A definirse previo a la colocación de cada serie mediante comunicado de Hecho Relevante
AMORTIZACION DEL PRINCIPAL	Al vencimiento
FORMAS DE COLOCACION	Subasta por bolsa, ventanilla, <i>underwriting</i> en firme o al mejor esfuerzo
FORMA DE REPRESENTACION	MACROTITULO
FORMA DE NEGOCIACION	POR PRECIO
FORMA DE LIQUIDACION	T + 2
LEY DE CIRCULACION	A LA ORDEN
CALIFICACION DE RIESGO	AAA (cri)

Notas:

<sup>1</sup> Estas características se definirán por medio de comunicado de Hecho Relevante dos (2) días hábiles antes de la colocación de cada serie.

<sup>2</sup> En el caso de emisiones con tasa de interés ajustable, la tasa de referencia que se utilizará será la vigente 1 día hábil antes del inicio de cada periodo de pago de intereses, de acuerdo con el inciso e) del artículo 9 del Reglamento sobre Oferta Pública de Valores.

A la fecha se han colocado tres series de bonos cuyas características se detallan a continuación:

<b>DETALLE</b>	<b>SERIE B-1</b>
Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Código ISIN	CRCFLUZB0207
Instrumento	bcfb
Moneda	Colones moneda de curso legal de la República de Costa Rica
Monto total de la emisión	¢ 15.000.000.000,00
Valor facial	¢ 1.000.000,00
Fecha de emisión	30 de setiembre del 2010
Fecha de vencimiento	30 de setiembre del 2017
Plazo	7 años
Tasa de interés bruta	11,45%
Tasa de interés neta	Tasa de interés bruta menos 8%
Calificación de riesgo	AAA(cri)
Plazo de liquidación	T + 2
Factor de cálculo	30/360
Forma de representación	Macrotítulo
Ley de circulación	A la orden
Periodicidad	Trimestral
Amortización del principal	Al vencimiento
Forma de colocación	Subasta por Bolsa
Criterio de Asignación	Precio ofrecido

<b>DETALLE</b>	<b>SERIE B-2</b>
Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Código ISIN	CRCFLUZB0215
Instrumento	bcfb2
Moneda	Colones moneda de curso legal de la República de Costa Rica
Monto total de la emisión	¢ 15.000.000.000,00
Valor facial	¢ 1.000.000,00
Fecha de emisión	28 de junio del 2011
Fecha de vencimiento	28 de junio del 2023
Plazo	12 años
Tasa de interés bruta	Tasa básica + 3,27%
Tasa de interés neta	Tasa de interés bruta menos 8%
Calificación de riesgo	AAA(cri)
Plazo de liquidación	T + 2
Factor de cálculo	30/360
Forma de representación	Macrotítulo
Ley de circulación	A la orden
Periodicidad	Semestral
Amortización del principal	Al vencimiento
Forma de colocación	Suscripción en firme

DETALLE	SERIE B-3
Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Código ISIN	CRCFLUZB0223
Instrumento	Bcfb3
Moneda	Colones moneda de curso legal de la República de Costa Rica
Monto total de la emisión	¢ 12.000.000.000,00
Valor facial	¢ 1.000.000,00
Fecha de emisión	25 de enero del 2012
Fecha de vencimiento	25 de enero del 2027
Plazo	15 años
Tasa de interés bruta	Tasa básica + 3,21%
Tasa de interés neta	Tasa de interés bruta menos 8%
Calificación de riesgo	AAA(cri)
Plazo de liquidación	T + 2
Factor de cálculo	30/360
Forma de representación	Macrotítulo
Ley de circulación	A la orden
Periodicidad	Trimestral
Amortización del principal	Al vencimiento
Forma de colocación	Subasta por Bolsa
Criterio de Asignación	Precio ofrecido

## 1.2 Modificación de las emisiones:

Las características de cada serie del Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B, una vez que se encuentren en circulación, podrán ser modificadas en asamblea de acreedores.

Las reglas atinentes a la convocatoria de dicha asamblea de acreedores, al quórum y a la mayoría requerida para la aprobación de las modificaciones serán las siguientes:

- a) **Convocatoria:** La asamblea de acreedores deberá ser convocada por el Emisor, mediante publicación de la convocatoria en un diario de circulación nacional, al menos con quince (15) días calendario de anticipación a la fecha de realización de la asamblea.
- b) **Quórum:** El quórum de la asamblea de acreedores en primera convocatoria será la totalidad de los inversionistas de la serie colocada a modificar. En caso de que no se alcance dicho quórum en primera convocatoria, se realizara una segunda convocatoria una (1) hora después, cuyo quórum se constituirá válidamente con la totalidad de los inversionistas de la serie colocada a modificar.



- c) **Mayoría requerida:** La mayoría requerida para la aprobación de las modificaciones será la totalidad de los inversionistas de la serie colocada a modificar.

El Emisor, se encargará de notificar a la SUGEVAL los cambios o modificaciones realizadas, con el fin de actualizar las características de la serie registrada en el RNVI y requerirán la autorización previa de la SUGEVAL.

### **1.3 Forma de Colocación**

Las emisiones se podrán colocar mediante los mecanismos de colocación señalados en el Artículo 42. "Mecanismos de colocación" del Reglamento de Oferta Pública actualizado al 03 de febrero del 2011 y son los siguientes: ventanilla, subasta, suscripción en firme y garantía. Únicamente puede ser utilizado un mecanismo para la colocación de un mismo tracto.

El emisor informará mediante un Comunicado de Hechos Relevantes al menos dos días hábiles antes de la colocación, lo siguiente: el mecanismo específico que utilizará para cada serie o tracto, los horarios de recepción de ofertas, la fecha y hora de asignación, el parámetro de asignación, el tipo de asignación, el tracto a colocar y el plazo liquidación. En el caso de subasta también se deberá indicar el precio máximo de asignación parcial.

En el caso que se coloque por suscripción en firme o en garantía, el emisor comunicará por Hechos Relevantes el nombre de los suscriptores, la naturaleza y el plazo de las obligaciones de los intermediarios, el monto a suscribir por cada uno, las compensaciones convenidas y el precio a pagar por los valores, como máximo el día hábil después de su firma.

#### **Ventanilla**

La información que deben contener las órdenes de compra y el lugar de entrega de las mismas se comunicará mediante Comunicado de Hechos Relevantes de la colocación para cada serie. El precio se mantendrá sin modificaciones al menos durante el horario de recepción de ofertas de un mismo día, el cual será de al menos tres horas. Asimismo dicho precio o rendimiento será exhibido en un lugar visible o de fácil acceso para los inversionistas o el agente de bolsa.

Se aplicará la regla "primero en tiempo primero en derecho" a todas las solicitudes recibidas durante el periodo de recepción. El porcentaje máximo a asignar por inversionista aplicando la regla anterior será del 1%. Cuando la ventanilla se mantenga abierta hasta colocar la totalidad de la emisión, este porcentaje se referirá al monto total disponible de la emisión y cuando la colocación se realice por tractos, este porcentaje se referirá al tracto por colocar. Las ofertas de compras iguales o

inferiores al porcentaje máximo por asignar por inversionista se asignarán de forma inmediata.

Cuando resulte un monto remanente aplicando el porcentaje máximo por inversionista en el plazo de recepción de ofertas, la asignación de este remanente entre los inversionistas cuya oferta de compra haya superado este porcentaje podrá realizarse asignando montos iguales a cada uno, respetando el monto de cada oferta de compra y hasta agotar el remanente (asignación uniforme absoluta) o, alternativamente, con el método de prorrateo (asignación uniforme relativa) o sea asignando este remanente de manera proporcional al monto de la oferta de cada participante sobre la base de los montos totales ofertados menos lo ya asignado mediante la regla del primero en tiempo primero en derecho. El tipo de asignación para el caso de que resulte un monto remanente aplicando el porcentaje máximo indicado se revelará en el Comunicado de Hechos Relevantes de la colocación.

El precio o rendimiento de colocación se dará a conocer mediante Comunicado de Hechos Relevantes al menos un (1) día hábil antes de la colocación de cada serie.

### **Subasta**

La colocación se realizará en una o varias subastas en la BNV, de conformidad con los mecanismos establecidos para este efecto por esa institución, información que se estará comunicando mediante Comunicado de Hechos Relevantes de la colocación para cada serie.

Los parámetros para la asignación de las ofertas podrán ser precio ofrecido o precio de corte.

En caso de que haya más de una oferta al precio de corte, la asignación de los montos debe realizarse asignando montos iguales a cada una, respetando el monto de cada oferta y hasta agotar el remanente (asignación uniforme absoluta) o, alternativamente, asignando este remanente de manera proporcional al monto de la oferta de cada participante con respecto al monto total de ofertas, con el método de prorrateo (asignación uniforme relativa). El tipo de asignación cuando haya más de una oferta al precio de corte se revelará en el Comunicado de Hechos Relevantes de la colocación.

El emisor establecerá un precio máximo de asignación parcial. El emisor solo puede asignar una cantidad o monto menor al previamente ofrecido con un precio de corte igual o menor al precio máximo de asignación parcial. Adicionalmente, el precio de corte puede ser mayor al precio máximo de asignación parcial únicamente si el emisor asigna una cantidad o monto igual o mayor al previamente ofrecido. El emisor únicamente puede declarar desierta la colocación si todas las ofertas tienen un precio menor al precio máximo de asignación parcial.

El precio máximo de asignación parcial así como el monto o la cantidad a colocar se podrá modificar mediante Comunicado de Hechos Relevantes al menos dos horas hábiles antes de la subasta.

El emisor podrá establecer la condición de que únicamente se recibirán ofertas de compra parciales, en cuyo caso dicha condición se establecería en el Comunicado de Hechos Relevantes de la colocación. La liquidación se efectuará en el plazo señalado en el Comunicado de Hechos Relevantes de la colocación para cada serie.

### **Suscripción en firme**

El contrato de suscripción en firme es el suscrito entre un emisor y el suscriptor por el cual el segundo se obliga a comprar por cuenta propia la totalidad o parte de una emisión al precio y en el plazo convenido entre las partes.

El suscriptor únicamente podrá vender los valores hasta que la emisión o parte de una emisión, según corresponda al contrato de suscripción, esté suscrita y pagada, y se realizará en el mercado secundario de valores inscritos.

Los suscriptores informarán la rueda del mercado secundario así como las condiciones aplicables (fechas de negociación, tracto a colocar y plazo de liquidación) mediante un Comunicado de Hechos Relevante dos días hábiles antes de la fecha de la negociación de cada tracto, además deberán indicar si la oferta de los valores se dirige únicamente a sus clientes. En el caso de que así lo dispongan, los suscriptores deberán solicitar la autorización a la BNV para realizar las operaciones fuera de rueda.

### **Suscripción en garantía**

El contrato de suscripción en garantía es el suscrito entre un emisor y el suscriptor por el cual el segundo se obliga a comprar por cuenta propia, al precio convenido entre las partes, los valores que no hubieran sido adquiridos por los inversionistas al término del período de suscripción u oferta establecido.

En la primera etapa, el suscriptor hace su mejor esfuerzo por colocar la emisión y para ello utilizará cualquiera de los mecanismos descritos anteriormente. Los valores que no fueron colocados en esa etapa deberán ser adquiridos por el suscriptor, el cual podrá realizar la negociación una vez que la emisión se encuentre suscrita y pagada, según corresponda al contrato de suscripción, estos valores únicamente podrán ser negociados en el mercado secundario de valores inscritos.

Los suscriptores informarán la rueda del mercado secundario así como las condiciones aplicables (fechas de negociación, tracto a colocar y plazo de liquidación) mediante un Comunicado de Hecho Relevante dos (2) días hábiles antes de la fecha de la negociación de cada tracto, además deberán indicar si la oferta de los valores se dirige únicamente a sus clientes. En el caso de que así lo

dispongan, los suscriptores podrán solicitar la autorización a la BNV para realizar las operaciones fuera de rueda.

#### **1.4 Calificación de riesgo**

La CNFL encargó la calificación de riesgo de su Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B a Fitch Costa Rica Calificadora de Riesgo S.A., sociedad registrada en Costa Rica y entidad calificadora reconocida por la Superintendencia General de Valores.

El Consejo de Calificación de dicha firma en sesión N° 008-2013 celebrada el 6 de febrero del 2013, ratificó las siguientes calificaciones:

Emisor: Compañía Nacional de Fuerz y Luz S.A.	AAA(cri) Perspectiva Estable
Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B	AAA(cri)

El análisis se efectuó con base en información financiera auditada al 31 de diciembre del 2011 y cifras interinas al 31 de diciembre del 2012.

Esta calificación nacional indica la calificación más alta asignada por la agencia en su escala de calificación nacional para Costa Rica y es asignada a emisores u obligaciones con la expectativa de riesgo de incumplimiento más bajo respecto de todos los demás emisores u obligaciones del país.

En el informe que se adjunta en el anexo 1, están contenidas las consideraciones del Consejo de Calificación para otorgar la calificación, la cual se actualiza cada seis meses.

#### **1.5 Propósito de las emisiones y destino de los recursos**

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. es la encargada del suministro de energía eléctrica en la Gran Área Metropolitana, zona en que se desarrolla una parte significativa de la actividad industrial y comercial más importante del país y se concentra gran parte de la población, atendiendo en la actualidad a más de quinientos mil abonados.

La naturaleza misma del servicio eléctrico que se brinda, exige a la Compañía realizar permanentemente obras de inversión, indispensables para garantizar a los clientes, oportunidad, calidad, eficiencia y continuidad en el servicio prestado.

En un sistema eléctrico, las inversiones para el crecimiento, aumento de capacidad instalada, renovación de equipo e incorporación de tecnología reciente, deben ajustarse con oportunidad, adelantándose a las exigencias y necesidades de los clientes.

Dado que la ejecución de estas obras son vitales para asegurar la oferta energética mediante el suministro del servicio eléctrico con calidad y así contribuir al desarrollo económico, ambiental y social del país, la Compañía recurre a la estructuración de un programa de emisiones de bonos estandarizados por la suma de USD 106.000.000,00 o su equivalente en colones.

### **1.5.1 De las Inversiones a financiar**

Con el fin de contribuir a cubrir las necesidades de energía que requiere el país a mediano plazo; dentro del “Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Período 2010-2021” elaborado por el Centro Nacional de planificación Eléctrica – Proceso de Expansión Integrada del ICE, se contempla el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior – en construcción actualmente- como uno de los proyectos que permitirá atender y mejorar la demanda de los clientes adscritos a su área de concesión. Este proyecto hidroeléctrico se encuentra ubicado en Santa Rita de Florencia, cantón de San Carlos, y pretende aprovechar el potencial del caudal del Río Balsa para la generación de una potencia máxima de 37,5 MW y una producción media anual de 122 GWh.

Para la construcción del proyecto se estableció que lo concerniente a túneles, caminos e infraestructura de construcción de aguas y trasiego de la energía producida, se ejecutaría a través de una contratación con el ICE y para el resto de las obras, sean, estructura de la casa de máquinas, suministro de equipamiento y construcción de la estructura de presa y obras de captación, se efectuaría un concurso público.

El contrato con el ICE se financiaría mediante oferta pública de valores en el mercado bursátil nacional bajo un programa de bonos estandarizados en series hasta por la suma de USD 106.000.000,00 y las demás obras mediante financiamiento local o externo.

La orden de inicio para las obras contratadas con el ICE, se dio a partir del día 5 de octubre del 2009. Con los recursos provenientes de los bonos se ha logrado un porcentaje de avance de las obras de un 80,05% con corte al 28 de febrero del 2013, según datos de la Unidad Ejecutora.

Para el resto de las obras requeridas, la CNFL promovió su adquisición mediante los concursos 2010PP-0015-PROV y 2010PP-0019-PROV, siendo acordada la adjudicación al Consorcio OAS-Engevix.

Se espera que la planta entre en su etapa de operación comercial en el mes de octubre del 2013.

Este proyecto cuenta con todos los estudios técnicos, económicos y legales que le permiten a la CNFL hacer de este proyecto, otro activo importante y vital para asegurar la oferta energética mediante el suministro del servicio eléctrico con calidad y que contribuya al desarrollo económico, ambiental y social del país.

## **1.6 Los costos de la emisión y su colocación**

Los gastos en que se ha incurrido para la emisión y colocación del Programa de Emisión de Bonos Estandarizados Serie B son los siguientes:

- Calificación de riesgo
- Diseño y estructuración del Programa de Emisiones
- Código ISIN
- Comisiones a Puestos de Bolsa representantes

Dichos gastos serán asumidos por el emisor y representarán aproximadamente un 0.22% del total del monto global del programa, lo que equivale aproximadamente a USD 235.000,00 (doscientos treinta y cinco mil dólares).

## **1.7 Mecanismos de representación**

Las emisiones de los valores están representadas por medio de macro título, título representativo de las emisiones, es decir, no se emitirán físicamente.

Los valores se mantendrán en cuentas individualizadas en la Central de Valores (CEVAL), las que serán abiertas por los custodios a nombre de cada titular y en el caso de negociación de los valores en bolsa el mantenimiento de la cuenta individual podrá implicar cargos adicionales por el servicio de custodia.

Asimismo, todos los movimientos que afecten a los valores deberán inscribirse en el registro de la Central de Valores para que afecten a terceros, los cuales los practicará un custodio de valores, lo cual podrá implicar cargos por el servicio de inscripción.

Además, la titularidad sobre los valores se demostrará por medio de constancias que las entidades de custodia están obligadas a emitir, a solicitud del propietario de los valores.

Sin embargo, contrario a lo mencionado anteriormente, se podrá emitir el físico bajo las siguientes circunstancias:

1. Por incumplimiento de pago del emisor, siempre que el título físico se requiera para efectos del reclamo del crédito correspondiente dentro de un proceso judicial o de un proceso de conciliación o arbitraje.
- 2.- A solicitud del propietario del valor, siempre que el título físico se requiera para la demostración de su legitimización ante un órgano administrativo o judicial o dentro de un proceso de conciliación o arbitraje.

Para lo anterior, la solicitud de trámite de emisión física del valor se hará ante el respectivo custodio, quien la trasladará a la Central de Valores o al emisor de conformidad con lo siguiente:

En los casos cubiertos por el inciso 1 anterior, la emisión física la realizará la Central de Valores, de acuerdo con el procedimiento que ésta establecerá y que deberá aprobar el Superintendente.

En los casos cubiertos por el inciso 2 anterior, la emisión física la realizará el emisor, el cual deberá remitir a la Central de Valores un nuevo macrotítulo, que excluya los valores emitidos físicamente.

En ambos casos, el solicitante deberá presentar la documentación que acredite la existencia del reclamo judicial o administrativo o del proceso de conciliación o arbitraje, así como la solicitud realizada por el órgano correspondiente para la exhibición del título físico. En los casos de valores emitidos a la orden, el título contendrá la leyenda a que se refiere el artículo 137 de la Ley Reguladora del Mercado de Valores.

## **1.8 Garantía**

El Programa de Emisiones de Bonos Serie B, cuenta con el respaldo que los activos de la CNFL brindan a sus pasivos, debiendo aclarar que las emisiones del programa no cuentan con una garantía específica.

## **1.9 Tratamiento tributario**

Los rendimientos brutos de los valores están sujetos a la retención tributaria del 8%, según consta en el artículo 23 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, en su literal c), párrafo segundo del numeral 1.

Para el caso de los rendimientos percibidos por las entidades autorizadas por la Ley No.7983, Fondos de Capitalización Laboral y Fondos de Pensión Complementaria, estarán exentos de la retención del impuesto mencionado, por lo que les será reconocido el rendimiento bruto.

### **1.10 Esquema de pago**

El esquema para el pago de los intereses y principal consistirá en que el emisor depositará el monto a cancelar a la CEVAL y ésta con base en sus registros realizará una transferencia a cada una de las entidades de custodia, quienes finalmente efectuarán el pago a los inversionistas.

### **1.11 Prelación de pagos**

La prelación de pagos consiste en el orden en el cual los acreedores de una entidad serían pagados ante la eventual quiebra de su deudor. La CNFL regirá este aspecto, tal y como lo regula el artículo 886 del Código de Comercio, el cual indica que “para el reconocimiento y el pago los créditos se clasifican así: créditos con privilegio sobre determinado bien, créditos de los trabajadores, créditos de los arrendadores y arrendatarios, créditos de la masa y créditos comunes”. Por lo tanto, los derechos de los inversionistas en esta prelación de pago, están determinados por la calidad de su crédito frente a la masa de acreedores comunes.

### **1.12 Identificador internacional**

El Programa de la Emisión de Bonos Estandarizados Serie B-1 posee el Código de Identificación Internacional, ISIN CRCFLUZB0207, registrado en la SUGEVAL y en la Bolsa Nacional de Valores de Costa Rica S.A.

El Programa de la Emisión de Bonos Estandarizados Serie B-2 posee el Código de Identificación Internacional, ISIN CRCFLUZB0215, registrado en la SUGEVAL y en la Bolsa Nacional de Valores de Costa Rica S.A.

El Programa de la Emisión de Bonos Estandarizados Serie B-3 posee el Código de Identificación Internacional, ISIN CRCFLUZB0223, registrado en la SUGEVAL y en la Bolsa Nacional de Valores de Costa Rica S.A.

Se debe señalar, que la Compañía no cuenta con emisiones inscritas en otros mercados.

### **1.13 Identificación de directores, gerentes y asesores involucrados con el proceso de oferta pública**

Los participantes en el proceso de registro de oferta pública del Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B se detallan a continuación:



**POR PARTE DE LA CNFL**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Participación</b>
Marvin Céspedes Garbanzo	Director División Administrativa	Responsable de autorizar y definir los requerimientos de información para el prospecto y los contratos de estructuración y <i>Underwriting</i> .
Rigoberto García Córdoba 1/	Jefe Departamento Financiero	Responsable de revisar la información requerida para la elaboración del prospecto y para la firma de los contratos.
Oscar Eduardo Calvo Piedra	Coordinador Departamento Financiero	Coordinador, responsable de revisar y emitir la información requerida para la elaboración del prospecto.
Guillermo Sánchez Williams	Director División Jurídica Institucional	Coordinador legal, encargado de la revisión de los contratos de estructuración, <i>Underwriting</i> .

1/ Don Rigoberto García Córdoba dejó de laborar para la Compañía a partir del 29 de octubre del 2011, sin embargo, participó en el proceso de registro de oferta pública del Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B.

**POR PARTE DE BCR BANCA DE INVERSION**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Participación</b>
Francisco Acuña Alfaro	Gerente División Finanzas Corporativas	Estructurador
Roy Benamburg Guerrero	Gerente Banca de Inversión	Estructurador
Luis Demetrio Ramírez N.	Especialista Estructuración Financiera	Estructurador
Edgar Miranda Navarro	Especialista Estructuración Financiera	Estructurador

## **CAPITULO II**

### **INFORMACIÓN ESENCIAL**

#### **2.1 Factores de riesgo que afectan las emisiones y la empresa**

Los factores de riesgo definen algunas situaciones, circunstancias o eventos que pueden suscitarse en la empresa y reducir o limitar el rendimiento y liquidez de los valores objeto de la oferta pública y traducirse en pérdidas para el inversionista. Las siguientes anotaciones se citan como orientación para evaluar el efecto que éstos podrían tener en su inversión.

##### **2.1.1 Riesgos asociados a las emisiones:**

###### **Riesgo iliquidez**

Está ligado a la dificultad de venta de los bonos por motivo de las condiciones de oferta y demanda en el mercado, por no tener suficiente bursatilidad o actividad de negociación. Tal situación se presenta si existe poca profundidad o liquidez en el mercado secundario, con lo cual se puede incurrir en ajustes en el precio y en los costos de transacción para poder cerrar una operación en este mercado, que podrían producir una disminución en el retorno esperado de la inversión. Este riesgo podría implicar que el inversionista no obtenga los recursos en el momento oportuno, que reciba un monto menor al invertido o que no pueda liquidar su inversión.

###### **Riesgo precio de mercado**

Es la posibilidad de tener un descuento o de recibir un menor monto de lo invertido, en el momento de vender el valor, antes de su vencimiento, a un precio menor, en virtud de que la tasa nominal del valor sea menor al rendimiento de mercado o porque simplemente el rendimiento de mercado aumente. Esta situación puede obedecer además, a la situación financiera del emisor en un momento dado y a las condiciones de la oferta y la demanda de mercado.

###### **Riesgo de liquidación anticipada**

Es la posibilidad de que el inversionista se vea afectado por una liquidación anticipada de los valores como consecuencia de la desinscripción del emisor del Registro Nacional de Valores e Intermediarios. Esta situación modificaría las condiciones iniciales en que se planteó la inversión, reduciría su plazo y podría afectar el retorno esperado para el inversionista.

## **Riesgo de Crédito**

El emisor al igual que toda entidad dedicada a esta actividad, está expuesta a los efectos macroeconómicos y estructurales que puedan atentar contra su capacidad crediticia que en casos pueden afectar el pago de sus obligaciones en la fecha debida o en cualquier otra. Este riesgo es la posibilidad de que la empresa incumpla con el pago del principal y/o con los intereses de los Bonos Estandarizados Serie B, debido tanto a factores externos como internos de la Compañía que afecten negativamente la realización del flujo de efectivo, los resultados operativos y las perspectivas de utilidades.

### **2.1.2 Riesgos relacionados con la operación de la empresa:**

#### **Riesgos que afectan la Empresa**

Es el riesgo intrínseco a la operación que lleva a cabo la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. y la posibilidad de tener resultados desfavorables de su operación.

Es el riesgo de pérdidas potenciales que pueden darse como resultado de inadecuados sistemas de control interno, fallas administrativas, fraudes o errores humanos, repercutiendo en la estabilidad financiera de la empresa. También, la operación de la empresa podría verse afectada por desastres naturales que ocasionarían daños en su red de distribución y plantas generadoras, además del impacto negativo que podrían tener sobre la producción de su proveedor único del cual se obtiene un alto porcentaje de la energía eléctrica que distribuye la Compañía. Por otro lado, un deterioro en la posición financiera del ICE repercutiría en la morosidad en el pago de los servicios prestados por la Compañía a esa institución. Lo anterior haría que se experimente inestabilidad en el mercado servido, un período de ganancias reducidas o hasta negativas, afectando la capacidad de pago de las deudas contraídas.

Factores como la posible escasez de recursos para incorporar nueva tecnología en el área de generación, el riesgo de crédito de las cuentas por cobrar, la disminución del nivel de eficiencia operacional, la apertura de las barreras de entrada a la competencia y el bajo nivel de satisfacción de los clientes por los productos y el servicio brindado, podrían cambiar en forma no planeada las condiciones definidas como estándares para garantizar el funcionamiento de la operación productiva de la Compañía, determinándose como un potencial de pérdidas.

## **2.1.3 Riesgos de la industria**

### **Riesgo Sectorial**

Es el riesgo relacionado con el desempeño específico del segmento económico en el que se desenvuelve la Compañía. Por ejemplo, los efectos en la operación de la empresa de la política del gobierno de turno en materia de electricidad, la alta dependencia de la Compañía en cuanto a directrices del Instituto Costarricense de Electricidad por su carácter de subsidiaria.. Además, el hecho de que los incrementos en las tarifas que se cobran a los clientes deben ser aprobados por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, podría provocar atrasos para obtener aumentos, con el consiguiente desfase en el flujo de caja de la empresa o que las tarifas no aumenten en la misma proporción que el costo de la energía adquirida al ICE. Estos factores podrían incidir de manera directa o indirecta en la situación financiera y resultados de la empresa, lo cual podría afectar la capacidad de pago de sus obligaciones.

También la construcción de nuevas plantas generadoras se encuentra sujeta a diversas normas de protección del medio ambiente que limitan las áreas potenciales de uso de fuentes de energía. Esto podría limitar el suministro de energía de parte del ICE a la Compañía, con el consecuente impacto en el servicio servido y en sus resultados operativos afectando su capacidad de pago.

### **Riesgo por la escasez en la generación de energía eléctrica**

La CNFL genera a través de sus propias plantas aproximadamente el 10% de la energía que vende y el resto lo adquiere del ICE. Al igual que las otras distribuidoras del país, está supeditada al suministro por parte del mayor generador, de modo tal que una disminución en la generación global afectaría todo el país y proporcionalmente en la operación de la empresa y el servicio brindado a sus clientes.

La Compañía dentro de su industria podría verse afectada en la prestación del servicio por insuficiencia en la generación de energía o por distribución defectuosa ante apagones y cortes generados por factores ambientales y fenómenos como huracanes, tornados y trastornos producidos por el efecto del niño y la niña que se presentan periódicamente afectando sus resultados y su capacidad de pago.

### **Riesgo por dependencia de la normativa**

Para las contrataciones de bienes y servicios la CNFL debe acatar las disposiciones establecidas en la Ley 8660 “Fortalecimiento y modernización de las entidades públicas del sector telecomunicaciones” publicada en la Gaceta 156 del 13 de agosto del 2008, así como en el “Reglamento para los Procesos de Adquisición de las

Empresas del Instituto Costarricense de Electricidad”, publicado en la Gaceta 230 del 27 de noviembre del 2008.

En materia de regulación del servicio y autorización de tarifas, la Compañía está sometida a la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, del 5 de octubre de 1996.

Como se puede observar, la legislación actual, permite a la CNFL un margen de maniobra regulado por la normativa señalada.

En algunas ocasiones, sus compras podrían demorarse más tiempo del ideal para atender el servicio con agilidad, y por tanto podrían verse afectados sus resultados operativos y consecuentemente su capacidad de pago.

### **Riesgo por la legislación aplicable**

La empresa dentro de la industria goza de un derecho de concesión que se extiende hasta el año 2018, lo que impide la entrada de competidores a su área de servicio. Sin embargo, podría pensarse que eventualmente la legislación cambie para las franjas limítrofes al área geográfica que cubre la empresa por razones de organización política y civil del país y sus ingresos se vean afectados, con el consecuente impacto en sus ingresos y en la capacidad de pago de sus obligaciones.

Además, modificaciones en la legislación que afecten el tratamiento contable o fiscal de las operaciones de la Compañía, podría provocar que el flujo de efectivo de la Compañía se vea impactado al tener que afrontar egresos no previstos, limitando el soporte previsto para el pago de sus obligaciones.

#### **2.1.4 Riesgos del entorno:**

##### **Riesgo económico**

Es la posibilidad de que los resultados de la inversión se vean afectados por el desempeño de la economía nacional como un todo. Ante un deterioro económico, como lo es una recesión, la demanda interna se reduce, las inversiones se postergan, los márgenes sufren, el manejo del endeudamiento se hace más difícil, se dan reducciones en las utilidades, y el largo plazo se hace más incierto. Por otra parte, el crecimiento económico trae consigo un aumento en la actividad empresarial, resultando en mayores utilidades, más solvencia, expansión y empleo. El riesgo económico afecta todo tipo de inversión, para perjuicio o beneficio del inversionista.

Las tasas de inflación incrementan los costos de operación y mantenimiento locales de las actividades normales de la Compañía, lo que sumado a un ajuste desfasado o poco compensatorio en las tarifas eléctricas, afectaría sus resultados económicos.

La política cambiaria más flexible para dedicarse a controlar la inflación mediante un esquema de bandas cambiarias, incide directamente sobre la carga financiera de la Compañía, por tener pasivos contraídos en moneda extranjera, ya que no se cuenta con una política de cobertura para este tipo de riesgo.

Políticas monetarias al alza en las tasas de interés, también afectarían el costo del servicio de la deuda, debido a que algunas de las obligaciones están pactadas en tasas variables, con el consecuente impacto en los resultados financieros de la empresa.

La depreciación además, eleva el costo de los materiales que se importan, tales como cables, transformadores, equipos de subestaciones y maquinaria de las plantas de generación con el consecuente impacto en las finanzas de la empresa.

El esquema de bandas cambiarias, podría provocar incertidumbre y aumento del tipo de cambio inesperados y poco previsible, que haría que la tasa de depreciación se ubique por encima de las tasas que históricamente se han registrado, lo que afectaría los ingresos de la Compañía en relación con sus obligaciones en dólares y podría provocarle pérdidas cambiarias, afectando su situación financiera para hacer frente a sus obligaciones.

Es importante mencionar, que tanto la inflación como la depreciación del colón, afectan el poder de compra de los flujos de ingresos provenientes de la inversión en un bono de la empresa, por cuanto este se encuentra denominado en colones.

## **Riesgo legal**

Es el riesgo que se puede generar por cambios en las leyes y regulaciones que rigen el mercado, por lo que se puede mencionar por ejemplo posibles cambios en el tratamiento tributario de las emisiones de deuda. Consiste en los posibles perjuicios que podría enfrentar la Compañía como consecuencia de demandas que se deriven de contratos con proveedores, clientes o empresas con las que realiza actividades comerciales o bien por el incumplimiento de las normas jurídicas y administrativas aplicables, todo esto en función de la propia operación de la Compañía.

A manera de ejemplo podrían citarse demandas originadas por los daños causados a equipos de cómputo y luminarias por cambios de voltaje en los transformadores, daños ocasionados a viviendas por explosiones de transformadores de la red eléctrica, daños a artefactos eléctricos por sobrevoltaje de electricidad, daños físicos por descargas eléctricas, perjuicios a la salud ocasionados por la exposición de transformadores eléctricos con aislante tóxico PCB, reclamos por contratos de obra, rechazo de entregas por trabajos realizados, anulación de actos de adjudicación, entre otros.

Acciones de ese tipo podrán tener algún impacto en la posición financiera actual de la empresa por el pago de daños y perjuicios y afectar la capacidad de pago de las deudas contraídas.

## 2.2 Análisis de indicadores financieros

A continuación se presenta un análisis de los principales indicadores financieros de los últimos tres cierres fiscales, basados en los estados financieros auditados con cierre a diciembre 2010, 2011 y 2012.

### 2.2.1 Índices de liquidez

Miden la capacidad de la Empresa para cumplir con sus obligaciones a corto plazo a medida que éstas vencen.

#### a) Activo Circulante a Pasivo Circulante

(En miles de colones)	2010	2011	2012
Activo circulante	51.685.572	50.266.932	57.863.525
Pasivo circulante	46.329.694	51.762.252	59.782.171
<b>Razón circulante (veces)</b>	<b>1,12</b>	<b>0,97</b>	<b>0,97</b>

Durante el año 2012 la razón circulante se mantiene a razón de 0,97 veces, muy cercana a uno, situación que no representa insolvencia de la empresa para cubrir sus obligaciones de corto plazo con la realización del activo circulante ya que en definitiva nunca se dará un cese temporal de los ingresos.

Por otra parte, cabe mencionar, que el pasivo financiero que conforma un 8,89% de los pasivos circulantes a diciembre 2012, presenta el total a pagar en un año plazo, mientras que las partidas de activos muestran saldos en cuentas por cobrar que corresponden solamente a un mes de facturación, por lo que la rotación de éstas, permite una capacidad razonable para atender las obligaciones circulantes.

#### a) Activo circulante excluidos los inventarios a pasivo circulante

(En miles de colones)	2010	2011	2012
Activo circulante menos inventarios	44.723.755	44.385.471	51.512.447
Pasivo circulante	46.329.694	51.762.252	59.782.171
<b>Prueba de ácido (veces)</b>	<b>0,97</b>	<b>0,86</b>	<b>0,86</b>

Aunque en el bienio 2011-2012 esta razón se mantiene, la estructura de ventas y cobros de la CNFL le permite mantener diariamente una alta liquidez con la cual atender oportunamente las obligaciones de corto plazo.

Nuevamente en este caso entra en juego de la temporalidad de la porción circulante de la deuda y de los ingresos por venta de energía.

Dado que en esta actividad los inventarios no son para la venta, sino que son materiales requeridos para el desarrollo y mantenimiento de obras, se procede a excluirlas para observar un indicador de liquidez más real sin que éste se afecte por dicha partida. La rotación de los activos circulantes permite atender las obligaciones de corto plazo razonablemente, con el ratio observado en el 2012.

## 2.2.2 Índices de rentabilidad

### a) Utilidad neta a activo total promedio

Este indicador mide la efectividad global para generar utilidades con los activos disponibles.

<b>Cálculo del Promedio de Activos Totales (En miles de colones)</b>			
<b>Año</b>	<b>Activo Total</b>	<b>Suma dos periodos</b>	<b>Promedio</b>
2009	381.833.968		
2010	415.099.907	796.933.875	398.466.938
2011	459.905.206	875.005.113	437.502.557
2012	527.666.007	987.571.213	493.785.607
Cálculo del Indicador			Resultados
<b>Año</b>	<b>Utilidad neta</b>	<b>÷ Activo Total Promedio</b>	<b>= Indicador (porcentaje)</b>
2010	9.132.144	398.466.938	2,29%
2011	3.524.864	437.502.557	0,81%
2012	7.659.500	493.785.607	2,00%

Durante el año 2012 ésta razón vuelve al nivel registrado en el año 2010, lo que indica que la Compañía recupera sus niveles de efectividad con que los activos disponibles impulsan la generación de utilidades.



**b) Utilidad neta a ingresos totales**

Este cálculo determina la rentabilidad respecto a los ingresos totales generados (ventas de energía y otros ingresos de operación). Representa el porcentaje de ingresos que son ganancias netas.

<b>(En miles de colones)</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Utilidad neta	9.132.144	3.524.864	7.659.500
Ingresos totales	263.338.681	262.680.051	270.831.968
<b>Utilidad neta / Ingresos totales</b>	<b>3,47%</b>	<b>1,34%</b>	<b>2,83%</b>

Los resultados de esta razón muestran que el porcentaje de ingresos que son ganancias netas registró un aumento durante el bienio 2011-2012 producto del incremento en la utilidad neta.

**c) Utilidad neta a patrimonio promedio**

Esta razón evalúa la retribución económica de los accionistas por su inversión:

<b>Calculo del Promedio de Patrimonio (en miles de colones)</b>			
<b>Año</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Suma dos periodos</b>	<b>Promedio</b>
2009	273.159.536		
2010	297.803.480	570.963.016	285.481.508
2011	316.404.692	614.208.172	307.104.086
2012	335.021.875	651.426.567	325.713.284
<b>Cálculo del Indicador</b>		<b>Resultados</b>	
<b>Año</b>	<b>Utilidad neta ÷ Patrimonio Promedio =</b>	<b>Indicador (porcentaje)</b>	
2010	9.132.144 ÷ 285.481.508	3,20%	
2011	3.524.864 ÷ 307.104.086	1,15%	
2012	7.659.500 ÷ 325.713.284	2,35%	

En el año 2012 este indicador registra un incremento producto del comportamiento en la utilidad neta.

## 2.2.3 Índices de actividad

### a) Utilidad neta más gastos financieros a gastos financieros

Esta razón mide la cobertura del pago de los intereses totales contratados. (Incluye gastos por diferencial cambiario generado principalmente por deuda financiera)

<b>Calculo de la Utilidad Neta Más Gastos Financieros (en miles de colones)</b>					
<b>Año</b>	<b>Utilidad neta</b>	<b>+</b>	<b>Gastos Financieros</b>	<b>=</b>	<b>Total</b>
2010	9.132.144		-1.433.764		7.698.380
2011	3.524.864		1.393.524		4.918.388
2012	7.659.500		489.462		8.148.962
<b>Cálculos</b>				<b>Resultados</b>	
<b>Año</b>	<b>Utilidad neta + Gastos Financieros</b>	<b>÷</b>	<b>Gastos Financieros</b>	<b>=</b>	<b>Indicador (veces)</b>
2010	7.698.380		-1.433.764		-5,37
2011	4.918.388		1.393.524		3,53
2012	8.148.962		489.462		16.65

Para el año 2012 el indicador nos muestra una capacidad sumamente satisfactoria de absorción de los gastos financieros por parte de la utilidad neta.

### b) Rotación y días inventario (costo de ventas / inventario promedio) y Días inventarios (360/rotación de inventarios)

En vista de que en la CNFL, S.A. los inventarios que se poseen no son para la venta sino para el desarrollo de proyectos, no se valora dicho indicador, cuyo propósito es medir la liquidez de los inventarios.

### c) Rotación de activo fijo

Mide la eficiencia con que la Empresa utiliza sus activos fijos para la generación de ventas de energía (no se consideran otros ingresos de operación).

<b>Cálculos (datos en miles de colones)</b>				<b>Resultados</b>	
<b>Año</b>	<b>Ventas de Energía</b>	<b>÷</b>	<b>Activo Fijo Neto</b>	<b>=</b>	<b>Indicador (veces)</b>
2010	256.896.067		343.463.296		0,75
2011	254.309.820		386.256.636		0,66
2012	260.684.854		446.173.943		0,58

Técnicamente con el uso eficiente y eficaz de los activos fijos como las plantas generadoras y el sistema de distribución se logran mayores ventas. Desde el punto de vista de los ingresos, estos pueden mejorar por aumento en las ventas y/o en las tarifas eléctricas. Durante el año 2012 el resultado del indicador como uso del activo para potenciar ingresos, obedece tanto al aumento registrado en el consumo de energía, como al incremento aprobado en el mes de abril a las tarifas de venta de la CNFL.

**d) Período medio de cobro**

A través de éste índice se determina el promedio de días que tarda la Compañía en recuperar los montos facturados pendientes por concepto de las ventas directas de energía al ICE por servicio eléctrico, clientes y dependencias de Gobierno.

Este indicador no incluye el alquiler de postes para servicio de telefonía, por ser distinto a la actividad principal de la Compañía. Tampoco considera cobros por daños a instalaciones eléctricas, Fondo de Ahorro y Préstamo, ni otras partidas menores como convenios de pago y financiamiento, que representan una participación muy pequeña en términos relativos y que no se relacionan con la actividad de la empresa.

Los montos de cuentas por cobrar utilizados en el cálculo de la razón cuentas por cobrar a ventas diarias representan en el 2010 un 72,64%, en el 2011 un 71,15% y en el 2012 un 73,10% del total de cuentas por cobrar que se presenta en detalle en las notas a los estados financieros auditados.

<b>Cálculo de las Ventas Diarias (datos en miles de colones)</b>			
<b>Año</b>	<b>Ventas de Energía</b>	<b>÷</b>	<b>Días = Ventas Diarias</b>
2010	256.896.067		360
2011	254.309.820		360
2012	260.684.854		360
<b>Cálculos (miles de colones)</b>		<b>Resultados</b>	
<b>Año</b>	<b>Cuentas por Cobrar</b>	<b>÷ Ventas Diarias =</b>	<b>Indicador ( Días C X C )</b>
2010	18.759.396		713.600
2011	20.617.168		706.416
2012	21.483.591		724.125
			26,30
			29,19
			29,67

Del cuadro anterior, en el trienio considerado, se puede observar un comportamiento normal en el número de días que tarda la Compañía en recuperar los montos facturados a clientes directos, ICE y Gobierno, mostrando el último año una gestión de cobro menor que un mes.

**e) Período medio de pago al ICE**

A través de este índice se determina el promedio de días con que cuenta la Compañía para honrar los pagos por concepto del suministro de energía por parte del Instituto Costarricense de Electricidad. Se excluye del cálculo el monto de las compras de energía de la Planta Biogás Río Azul por representar un porcentaje insignificante del total de compras de energía, situación que no alteraría el resultado del indicador. Adicionalmente, se excluyen las cuentas por pagar a proveedores ya que estas consideran además retenciones a funcionarios, impuesto sobre ventas, entre otros, cuya incorporación afectaría la razón de cálculo de este indicador.

Además, no se consideran los depósitos de terceros que es un monto que paga el cliente como garantía por el servicio solicitado y que es reembolsable al momento en que se retire el servicio y el rubro de dividendos por pagar que son sumas no reclamadas por algunos accionistas que no han sido localizados, renglones que no se relacionan con la actividad de la Compañía.

<b>Cálculo de Compras Diarias de Energía (datos en miles de colones)</b>			
<b>Año</b>	<b>Compras</b>	<b>÷ Días</b>	<b>= Compras Diarias</b>
2010	184.969.096	360	513.803
2011	183.424.534	360	509.513
2012	186.555.638	360	518.210
<b>Cálculos</b>		<b>Resultados</b>	
<b>Año</b>	<b>Cuentas por Pagar Energía</b>	<b>÷ Compras Diarias</b>	<b>= Indicador ( Días C X P )</b>
2010	20.061.050	513.803	39,04
2011	29.413.865	509.513	57,73
2012	33.621.710	518.210	64.88

Mientras que del año 2010 al 2011 se muestra un comportamiento atípico de casi 18 días, para el 2012 se registran tan solo 7 días respecto al 2011.

**f) Morosidad de cuentas por cobrar:** Incluye solamente la facturación pendiente por consumo de energía:

Como se puede observar en los cuadros siguientes, en el período 2010-2012 los dos primeros intervalos concentran la facturación de fácil recuperación, reflejo de la gestión que viene realizando la administración por reducir la morosidad.

<b>ANTIGÜEDAD DE SALDOS POR COBRAR AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010 (Cifras en miles de colones)</b>		
<b>DIAS DE ANTIGUEDAD</b>	<b>MONTO</b>	<b>PORCENTAJE</b>
0 - 30	17.234.576	91,87%
31 - 60	873.853	4,66%
61 - 90	226.665	1,21%
91 - 180	198.816	1,06%
181 y Más	225.486	1,20%
<b>TOTAL</b>	<b>18.759.396</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Departamento de Consumidores. Listado RPPLPASTP y Estados Financieros Auditados 2010.

<b>ANTIGÜEDAD DE SALDOS POR COBRAR AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011 (Cifras en miles de colones)</b>		
<b>DIAS DE ANTIGUEDAD</b>	<b>MONTO</b>	<b>PORCENTAJE</b>
0 - 30	17.704.371	85,87%
31 - 60	1.115.027	5,41%
61 - 90	777.385	3,77%
91 - 180	445.629	2,16%
181 y Más	574.756	2,79%
<b>TOTAL</b>	<b>20.617.168</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Departamento de Consumidores. Listado RPPLPASTP y Estados Financieros Auditados 2010.

<b>ANTIGÜEDAD DE SALDOS POR COBRAR AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012 (Cifras en miles de colones)</b>		
<b>DIAS DE ANTIGUEDAD</b>	<b>MONTO</b>	<b>PORCENTAJE</b>
0 - 30	19.594.030	91,20%
31 - 60	908.212	4,23%
61 - 90	187.473	0,87%
91 - 180	237.163	1,10%
181 y Más	556.713	2,59%
<b>TOTAL</b>	<b>21.483.591</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Estados Financieros Auditados 2012. Reporte Análisis de Pendientes QB.

## 2.3 Endeudamiento y Capitalización

### 2.3.1 Endeudamiento

De acuerdo con el artículo 116 de la Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica, empresas que hacen oferta pública de valores debidamente autorizadas por la SUGIVAL, pueden captar recursos para capital de trabajo o para financiar sus propios proyectos de inversión, siempre y cuando sus pasivos totales no excedan de cuatro veces su capital y reservas.

#### a) Pasivo total a patrimonio neto (se excluyen las utilidades disponibles)

Representa la proporción del patrimonio neto que se ve comprometido por el Pasivo Total. Se excluyen las utilidades disponibles que no se encuentran restringidas para ser entregadas como dividendos. Se presenta las cifras en miles de colones.

<b>Calculo del Patrimonio Menos las utilidades retenidas (miles de colones)</b>			
<b>Año</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Utilidades Retenidas</b>	<b>Patrimonio neto</b>
2010	297.803.480	63.840.237	233.963.243
2011	316.404.692	75.085.703	241.318.989
2012	335.021.875	89.709.484	245.312.391
<b>Cálculos</b>			<b>Resultados</b>
<b>Año</b>	<b>Pasivo Total ÷</b>	<b>Patrimonio Neto</b>	<b>= Indicador (veces)</b>
2010	117.296.427	233.963.243	0,50
2011	143.500.514	241.318.989	0,59
2012	192.644.132	245.312.391	0,79

Cabe mencionar, que la Compañía se encuentra dentro del límite establecido por el artículo 116 de la Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica, el cual indica que "...los pasivos totales de las empresas emisoras no pueden exceder de cuatro veces su capital y reservas, conforme a las reglas que emita la Comisión Nacional de Valores" (actual Superintendencia General de Valores).

#### b) Pasivo total más contingentes a patrimonio neto (se excluyen las utilidades disponibles)

Al 31 de diciembre del 2012, la Compañía mantiene pasivos contingentes por un monto de ¢ 46.484.972 miles según sus estados financieros auditados. Se excluye de los pasivos contingentes el Convenio Soluciones Bello Hogar por un monto de ¢ 21,476 miles por tratarse de un convenio de pago por financiamiento de

electrodomésticos de uso eficiente, lo que representa apenas un 0,046% de los pasivos contingentes.

Al respecto debe tomarse en cuenta que dichos contingentes representan únicamente un 8,81% del total de activos de la CNFL, por lo que de tener que cancelarlos no representa una pérdida importante debido a su monto.

<b>Detalle de los Pasivos Contingentes (miles de colones) 1/</b>	
<b>Año</b>	<b>Pasivos Contingentes</b>
2010	38.363.430
2011	47.837.402
2012	46.484.972

En los años 2010, 2011 y 2012, el tipo de cambio utilizado para la conversión a colones de los pasivos contingentes en dólares fue de ¢ 518,09, ¢ 518,33 y ¢ 509,23 respectivamente.

<b>Calculo del Patrimonio Menos las utilidades retenidas (miles de colones)</b>			
<b>Año</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>- Utilidades Retenidas</b>	<b>= Total Patrimonio Neto</b>
2010	297.803.480	63.840.237	233.963.243
2011	316.404.692	75.085.703	241.318.989
2012	335.021.875	89.709.484	245.312.391
<b>Cálculos</b>		<b>Resultados</b>	
<b>Año</b>	<b>Pasivo Total + contingentes</b>	<b>÷ Patrimonio Neto</b>	<b>= Indicador (veces)</b>
2010	155.659.858	233.963.243	0,67
2011	191.337.916	241.318.989	0,79
2012	239.129.104	245.312.391	0,97

En el cuadro anterior se puede observar como este indicador guarda una relación muy parecida a la que presenta el que no considera los pasivos contingentes.

Cabe mencionar que el detalle del estado de los juicios contenciosos administrativos vigente a diciembre del 2012 y elaborado por nuestra Dirección Jurídica Institucional, se presenta como anexo al prospecto.

**c) Captaciones a pasivo total (veces)**

Mide el grado en que se utiliza el financiamiento derivado de las captaciones en relación con el total de las obligaciones de la Compañía.

<b>(En miles de colones)</b>	<b>Diciembre 2010</b>	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Emisión de Bonos Serie B-1	15.000.000		
Emisión de Bonos Serie B-2		15.000.000	
Emisión de Bonos Serie B-3			12.000.000
Pasivo Total	117.296.427	143.500.514	192.644.132
<b>Captaciones a Pasivo Total</b>	<b>0,13</b>	<b>0,10</b>	<b>0,062</b>

El 30 de setiembre del 2010 se efectuó la primera colocación del Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B por un monto de ¢ 15.000 millones, mediante subasta pública de valores a través de los mecanismos establecidos para la negociación en la Bolsa Nacional de Valores S.A.

En el año 2011, el 28 de junio, se efectuó la segunda colocación mediante una suscripción en firme con el Banco Nacional de Costa Rica también por la suma de ¢ 15.000 millones.

En el año 2012, el 25 de enero, se efectuó la tercera colocación mediante subasta pública de valores por un monto de ¢ 12.000 millones, a través de los mecanismos establecidos para la negociación en la Bolsa Nacional de Valores S.A.

### **2.3.2 Capitalización**

**a) Fuentes de capitalización y composición del capital social**

Antes del año 1968 la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. fue de capital norteamericano con participación de algunos particulares pero mediante Ley # 4197 del 20 de setiembre de 1968 se autorizó la compra de las acciones en propiedad de extranjeros por parte del Instituto Costarricense de Electricidad. Hasta mediados del año 2004 las acciones comunes propiedad del ICE fueron de 51.257(98,6%) y las acciones en manos del público eran de 729(1,4%), todas con un valor nominal de ¢1.000,00 por lo que el monto del capital accionario era de ¢51.986.000,00

Por acuerdo de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas N° 105 celebrada el 30 de agosto del 2004 se acordó la capitalización de las cuentas patrimoniales,



umentando el capital social mediante la declaratoria de un dividendo en acciones comunes por la suma de ¢ 63.265.745.000,00 representado por 63.265.745 acciones comunes y nominativas de ¢ 1.000,00 cada una. El monto del capital social se ajustó a la suma de ¢63.317.730.000,00 manteniéndose la participación del ICE en 98,6% como propietario de 62.431.026 acciones comunes y en manos del público sigue la propiedad de 1,4% que corresponde a 886.704 acciones comunes.

El detalle de la operación se muestra a continuación:

Cifras en Colones Corrientes	
Detalle	Capital en Acciones
Capital en acciones al 31/12/2003	51.986.000
Rescindiendo acción común en Tesorería	(1.000)
<b>Capital Social al 30 de agosto del 2004</b>	<b>51.985.000</b>
Dividendo en Acciones	63.265.745.000
<b>Capital en Acciones al 31/12/2011</b>	<b>63.317.730.000</b>

Por otra parte, se debe indicar que en la actualidad no existen acciones en tesorería ni participación de capital extranjero en la Compañía y que en el período 2012 no hubo incrementos de capital social.

La empresa regularmente mantiene las siguientes cuentas patrimoniales:

- Capital en acciones comunes
- Reserva legal
- Reserva para desarrollo de proyectos
- Utilidades no distribuídas, y
- Otros resultados integrales

#### **b) Política de dividendos**

La Escritura Constitutiva de la Compañía en su Cláusula Octava define la política de dividendos en la siguiente forma:

"...la Asamblea de Accionistas reunida en Sesión Ordinaria Anual, fijará de los beneficios líquidos justificados, el fondo disponible para dividendos, que se distribuirán en proporción a las acciones comunes. El Consejo de Administración, determinará la fecha o fechas, el orden y el modo en que deberán repartirse y pagarse tales dividendos entre las clases o series de acciones entonces en circulación.

Aparte de los dividendos que se declaren de los beneficios líquidos justificados por el balance correspondiente al ejercicio social, el Consejo de Administración, podrá también repartir y pagar dividendos de beneficios líquidos correspondientes por cualquier período inmediatamente vencido, pero siempre que estos beneficios

líquidos sean justificados según el balance correspondiente a ese período, lo cual deberá ser debidamente aprobado por la Asamblea General de Accionistas que se haya convocado para ese objeto".

En línea con lo anterior se puede decir que la empresa no tiene una periodicidad definida para la distribución de dividendos ó una política definida para la declaración de dividendos, sin embargo, en los últimos años, ha utilizado la práctica de acordar dividendos cada dos años.

El siguiente cuadro muestra los dividendos declarados durante el ejercicio económico 2012:

**Dividendos Declarados**

Asamblea de Accionistas	Monto	Detalle
# 121 (7/09/2012)	¢ 352.486.000,00	En efectivo sobre utilidades del 2011

Es importante mencionar, que durante el período fiscal 2011 no se realizó pago por concepto de dividendos.

## **CAPITULO III**

### **INFORMACIÓN SOBRE LA EMPRESA EMISORA**

**Denominación social:** Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.

**Número de cédula jurídica:** 3-101-0000-46

**Cita de inscripción:** Inscrita en el Registro Nacional al tomo 116, folio 501, asiento 341.

**Domicilio legal:** San José, Costa Rica, avenida quinta, entre calles central y primera.

**Teléfono:** 2295-5550

**Fax:** 2221-7485

**Apartado:** 10026 San José

**Correo electrónico:** [depfinan@cnfl.go.cr](mailto:depfinan@cnfl.go.cr)

**Sitio Web:** [www.cnfl.go.cr](http://www.cnfl.go.cr)

#### **3.1 Historia y desarrollo de la Empresa**

La creación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. se da mediante el Contrato Eléctrico, Ley N° 2 del 8 de abril de 1941 y la escritura constitutiva del 15 de mayo de 1941. Dicha constitución fue producto de la fusión de las sociedades "The Costa Rica Electric Light and Traction Company, Limited, Compañía Nacional de Electricidad y Compañía Nacional Hidroeléctrica Sociedad Anónima.

En 1968, el Instituto Costarricense de Electricidad adquirió el 98,6% de las acciones de la Compañía y las restantes quedaron en manos de particulares, en vista de lo anterior, gran parte del funcionamiento de la Compañía se ve influenciado por políticas generales dictadas por el ICE como rector del desarrollo eléctrico nacional y transmitidas a CNFL por medio de su Presidente Ejecutivo quien también lo es del Consejo de Administración de la Compañía.

Estas directrices se dirigen a regular técnicamente el desarrollo de infraestructura del sistema de distribución, construcción de subestaciones, operatividad de las plantas generadoras y construcción de proyectos de generación, entre otros.

Un factor importante a considerar, es el intercambio constante de información entre ambas instituciones a nivel técnico, jurídico y financiero, que permiten el cumplimiento de programas de desarrollo para el mejoramiento de la infraestructura del sector eléctrico.

Cabe destacar, que en la actualidad la Compañía está considerada como una empresa pública constituida como sociedad anónima., por lo que cuenta con una Asamblea de Accionistas y está dirigida por un Consejo de Administración, el cual está conformado en su mayoría por miembros del ICE., responsables de definir las políticas generales que guían el accionar de la Compañía dentro del sector energía.

Por la naturaleza de sus actividades, los ingresos de la Compañía provienen principalmente de la venta de energía. Adicionalmente, se obtienen recursos de otras fuentes como lo son los créditos aprobados para el desarrollo de proyectos de inversión, y eventualmente mediante la colocación de bonos.

No se omite manifestar, que existen juicios contenciosos administrativos en donde la CNFL actúa como parte actora o como parte demandada, cuya sentencia podría tener efectos positivos o negativos en la condición financiera de la Compañía. En el anexo N° 3 se presenta información sobre la naturaleza de los juicios, las partes involucradas, órgano jurisdiccional, número de expediente, breve descripción de su origen, estado, posibles consecuencias, estimación de efectos financieros, incertidumbre de posible importe o calendario de salidas y posibilidad de reembolsos.

## **MISIÓN**

“Somos una Empresa del sector eléctrico que brinda servicios públicos en el mercado nacional y que, comprometidos con la satisfacción del cliente, desarrollamos nuestras competencias esenciales y utilizamos los recursos de forma óptima, para contribuir con el crecimiento económico y social y el desarrollo ambiental del país”.

## **VISIÓN**

“Ser una Empresa modelo en el ámbito nacional e internacional, en la prestación de servicios públicos de alto valor agregado para nuestros clientes, basados en el desarrollo tecnológico, la responsabilidad social y la calidad técnica y humana de nuestro personal”.

### **3.2 Principales actividades y servicios**

La principal actividad de la empresa es la distribución de energía eléctrica en su área de concesión, que abarca 903 km<sup>2</sup> principalmente el Area Metropolitana de San José y algunos cantones colindantes con Alajuela, Heredia y Cartago.

Para la atención de sus clientes la Compañía cuenta con las instalaciones centrales y las sucursales Central, Metropolitana, Guadalupe, Escazú, Desamparados y Heredia. Además, tiene a disposición del público la atención por medio del servicio 800 - energía, la atención de averías por medio de la línea telefónica 126. Por otra parte, tiene firmados convenios de recaudación con bancos del sistema bancario nacional, los principales supermercados del país y algunas otras agencias recaudadoras autorizadas.

### 3.3 Características del mercado

En términos de clientes y consumo la Compañía cuenta al 31 de diciembre del 2012 con los siguientes datos:

<b>SECTOR</b>	<b>NUMERO DE CLIENTES</b>	<b>CONSUMO PROMEDIO kWh/cliente/mensual 1/</b>
Sector Residencial	442.301	252
Sector Comercial	66.993	1.790
Sector Industrial	1.020	41.559

1/ kWh: kilo watts-horas, medida de la energía (potencia por un determinado número de horas ya sea producida o consumida). Equivale a 1.000 watts-hora o vatio-hora.

Fuente: Boletín Técnico 2012, CNFL.

Debido a la naturaleza del servicio eléctrico la entrega a los clientes se realiza a través de los conductores instalados en la red de distribución.

De conformidad con la legislación existente, no es posible la entrada de competidores al mercado servido por la Compañía, lo que se conoce como un monopolio natural.

### 3.4 Principales proveedores

En el año 2012 dentro de los proveedores más importantes de la Compañía se mencionan los siguientes:

<b>LOCALES</b>	<b>EXTERNOS</b>
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	ABB S.A.
ABONOS AGRO S.A.	ELMEC S.A.
AUTOSTAR VEHICULOS S.A.	ELVATRON S.A.
BASF DE COSTA RICA S.A.	REPRESENTACIONES IVANKOVICH R.A. S.A.
CENTROCEL INC. S.A.	SOLUCIONES INDUSTRIALES ELECTROMECHANICAS S.A.
COMANDO DE SEGURIDAD DELTA S.A.	VALVULAS Y CONEXIONES URREA S.A.
COMPONENTES EL ORBE S.A.	
CONSTRUCTORA PRESBERE S.A.	
CONTROL ELECTRONICO S.A.	
CORTEZAL AGROPECUARIA S.A.	
EMPRESAS CONSTRUX INC. S.A.	
GEOINTER COSTA RICA S.A.	
HOLCIM COSTA RICA S.A.	
INDUSTRIALES AUSTIN DE COSTA RICA S.A.	
MULTINEGOCIOS INTERNACIONALES AMERICA S.A.	
PURDY MOTOR S.A.	
QUEBRADORES CARCA S.A.	

RODIO SWISSBORING COSTA RICA S.A.	
SARET ACERO S.A.	
TEMPRITE DE COSTA RICA S.A.	
VALVULAS Y CONEXIONES URREA S.A.	

Fuente: Sección de Proveeduría, CNFL.

Se debe señalar, por un lado, que el principal proveedor de la Compañía es el Instituto Costarricense de Electricidad, del cual se adquiere aproximadamente el 91% de la energía distribuida en el área de servicio de la Compañía.

Por otro cabe mencionar, que del total de compras, los proveedores locales representan un 61% de las órdenes de compra de activos, maquinaria, equipos y herramientas y un 15% por contratación de servicios como mantenimiento y reparación de activos y equipo, construcciones, remodelaciones, consultorías y capacitación. El 24% restante, le corresponde a las órdenes de importación por concepto de adquisición de transformadores, relés, cortacircuitos, interruptores, medidores, pararrayos y otros equipos de protección para líneas eléctricas.

### 3.5 Plan de Expansión de la Generación

La siguiente lista de proyectos se encuentra en diferentes etapas de desarrollo. La construcción del Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior se está financiando parcialmente con recursos provenientes del Programa de Emisión de Bonos Estandarizados Serie B para el proceso de las obras subterráneas, subestación y conducción y mediante un crédito con garantía presupuestaria con el Banco de Costa Rica para la construcción de la estructura de la casa de máquinas, suministro de equipamiento y construcción de la estructura de presa y obras de captación.

PROYECTO DE GENERACION	(MW) 1/	INICIO CONSTRUCCION	INICIO OPERACION	COSTO (MM\$)	ESTADO ACTUAL
P.H. Brasil II	27,63	Jun. 2014	Agos. 2016	121,50	En proceso de finalización del estudio de factibilidad.
P.H. Balsa Inferior	37,50	Oct. 2009	Oct. 2013	244,17	En proceso de construcción.
Eólico San Buenaventura	8,50	Abr. 2014	May. 2016	28,00	En proceso de licitación para su construcción.
P.H. Anonos	3,61	Set. 2013	Mar. 2015	15,00	En proceso de licitación para su construcción.
P.H. Ciruelas	1,09	May. 2015	Jun. 2017	8,60	Factibilidad concluida.
P.H. Nuestro Amo (casa de máquinas)	12,59	Agos. 2013	Jun. 2014	37,80	Factibilidad concluida. Proceso de permiso ambiental.
<b>TOTALES</b>	<b>90,92</b>			<b>455,07</b>	

1/ Mega Watts, medida de potencia equivalente a 1.000.000 watts o vatios.  
Fuente: Departamento de Ingeniería de Proyectos de Generación, CNFL.

### 3.6 Datos Estadísticos de Generación en MWh

PLANTAS	2010	2011	2012
Anonos	563		
Belén	53.556	59.686	66.234
Brasil	64.076	109.027	100.071
Cote	12.597	11.724	10.847
Daniel Gutiérrez	87.903	74.678	70.816
Electriona	37.147	28.898	45.794
El Encanto	52.336	51.126	29.615
Nuestro Amo	33.780		
Río Segundo	4.119	5.084	4.570
Ventanas	16.008		
<b>TOTAL</b>	<b>362.085</b>	<b>340.223</b>	<b>327.947</b>

1/ Mega Watts-horas, medida de la energía (potencia por un determinado número de horas ya sea producida o consumida). Equivale a 1.000.000 watts-hora o vatio-hora.  
Fuente: Boletín Técnico 2012, CNFL.

### 3.7 Datos Estadísticos de Distribución

COMPOSICION DE LA ENERGIA PERIODO 2009-2011 GWh 1/					
AÑOS	GENERADA	COMPRADA	TOTAL	VENDIDO	% PERDIDAS TECNICAS 2/
2010	362,0	3.295,0	3.657,0	3.326,0	9,1%
2011	340,2	3.350,1	3.690,3	3.318,2	10,1%
2012	337,5	3.415,4	3.752,9	3.375,1	10,1%

1/ Giga Watts-horas, medida de la energía (potencia por un determinado número de horas ya sea producida o consumida). Equivale a 1.000.000.000 watts-hora o vatio-hora.

2/ Se consideran pérdidas técnicas aquella potencia y energía que se pierde en las redes por la naturaleza del funcionamiento de los elementos que las componen, principalmente líneas y transformadores.

Fuente: Boletín Técnico 2012, CNFL.

INDICES DE CALIDAD				
AÑO	DPS 1/	FPI 2/	DPIR 3/	DPIC /4
2010	99,95	0,73	0,35	2,13
2011	99,95	0,70	0,37	N.D.
2012	99,96	0,74	0,36	N.D.

- 1/ Disponibilidad promedio del servicio (porcentaje)  
2/ Frecuencia promedio de interrupción (número de veces al mes)  
3/ Duración promedio de interrupciones registradas en la red (horas)  
4/ Duración promedio de interrupciones registradas por los consumidores (horas)  
Fuente: Boletín Técnico 2012, CNFL.

### 3.8 Datos Estadísticos de Comercialización

<b>CLIENTES TOTALES Y POR SECTORES</b>				
<b>AÑO</b>	<b>RESIDENCIAL</b>	<b>COMERCIAL</b>	<b>INDUSTRIAL</b>	<b>TOTAL</b>
2010	427.580	67.277	1.007	495.864
2011	435.195	65.676	998	501.869
2012	442.301	66.993	1.020	510.314

Fuente: Boletín Técnico 2012, CNFL.

<b>CONSUMO PROMEDIO DE LA ENERGIA</b>				
<b>kWh/CLIENTE/MENSUAL 1/</b>				
<b>AÑO</b>	<b>RESIDENCIAL</b>	<b>COMERCIAL</b>	<b>INDUSTRIAL</b>	<b>TOTAL 2/</b>
2010	261	1.629	43.468	550
2011	253	1.732	45.372	551
2012	252	1.790	41.559	551

1/ kWh: Kilo Watts-horas, medida de la energía (potencia por un determinado número de horas ya sea producida o consumida). Equivale a 1.000 watts-hora o vatio-hora.

2/ El total se refiere al consumo promedio por cliente.

Fuente: Boletín Técnico 2012, CNFL.

### 3.9 Asistencia Técnica

Desde el 9 de octubre de 1970, existe un compromiso suscrito entre la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. y el Instituto Costarricense de Electricidad, en donde convienen en regular la prestación de servicios técnicos mutuos, con el propósito de lograr un mejor desenvolvimiento en sus actividades y un mejor aprovechamiento de sus recursos, bajo las siguientes cláusulas:

- a) El I.C.E. y la Compañía aplicarán las mismas normas de diseño y construcción relativas a obras futuras de electrificación, las cuales deben guardar concordancia con los acuerdos tomados o que se lleguen a tomar a nivel centroamericano.
- b) Cuando ello sea posible y previo los arreglos legales y convenios que correspondan al I.C.E. o a la Compañía, podrán realizar compras tomando



en consideración las necesidades de la otra, con el propósito de llevar a cabo entre ambas servicios de compra-venta.

- c) El I.C.E. y la Compañía tratarán al máximo de uniformar sus sistemas contables y se prestarán servicios mutuos de sus equipos de procesamiento de datos, mecánicos y eléctricos para todas sus actividades.
- d) El I.C.E. y la Compañía intercambiarán literatura, estadísticas y cualquier otra información que tengan a disposición sobre la operación y administración de empresas eléctricas similares a ellas y que se consideren de utilidad para el mejor desenvolvimiento de sus actividades.
- e) El I.C.E. y la Compañía se prestarán las facilidades del caso para el entrenamiento combinado de personal técnico y administrativo a su servicio.
- f) De común acuerdo, el I.C.E. y la Compañía podrán conseguir y contratar los servicios de consultoría y de especialistas que eventualmente requieran.
- g) Siempre que para ello no haya impedimento físico o legal, el I.C.E. y la Compañía se prestarán mutuamente los servicios de las facilidades que poseen tales como: instalaciones, equipos, talleres, transportes, etc.
- h) El I.C.E. asesorará a la Compañía en la formulación de programas de desarrollo y en la elaboración de las proyecciones económico-financieras, así como colaborará también con aquella en la obtención de los recursos financieros que demande a corto y largo plazo.
- i) El I.C.E. asesorará a la Compañía y le evacuará consultas en relación con la operación de su sistema, con las ampliaciones del mismo y con la concepción de su futuro desarrollo.
- j) El I.C.E. le prestará a la Compañía los servicios de ingeniería, confeccionará diseños, planos y presupuestos de las nuevas obras o mejoras a cargo de ella.
- k) El I.C.E. asesorará a la Compañía en los aspectos tarifarios, realizará los estudios y proporcionará los informes y demás documentos necesarios para la modificación de estructuras, niveles y reglamentos correspondientes.
- l) El I.C.E. y la Compañía se suministrarán, en la medida de sus posibilidades, los servicios de su personal técnico o administrativo para que colabore o asesore en la realización de sus respectivas actividades.

### 3.10 Estructura organizativa

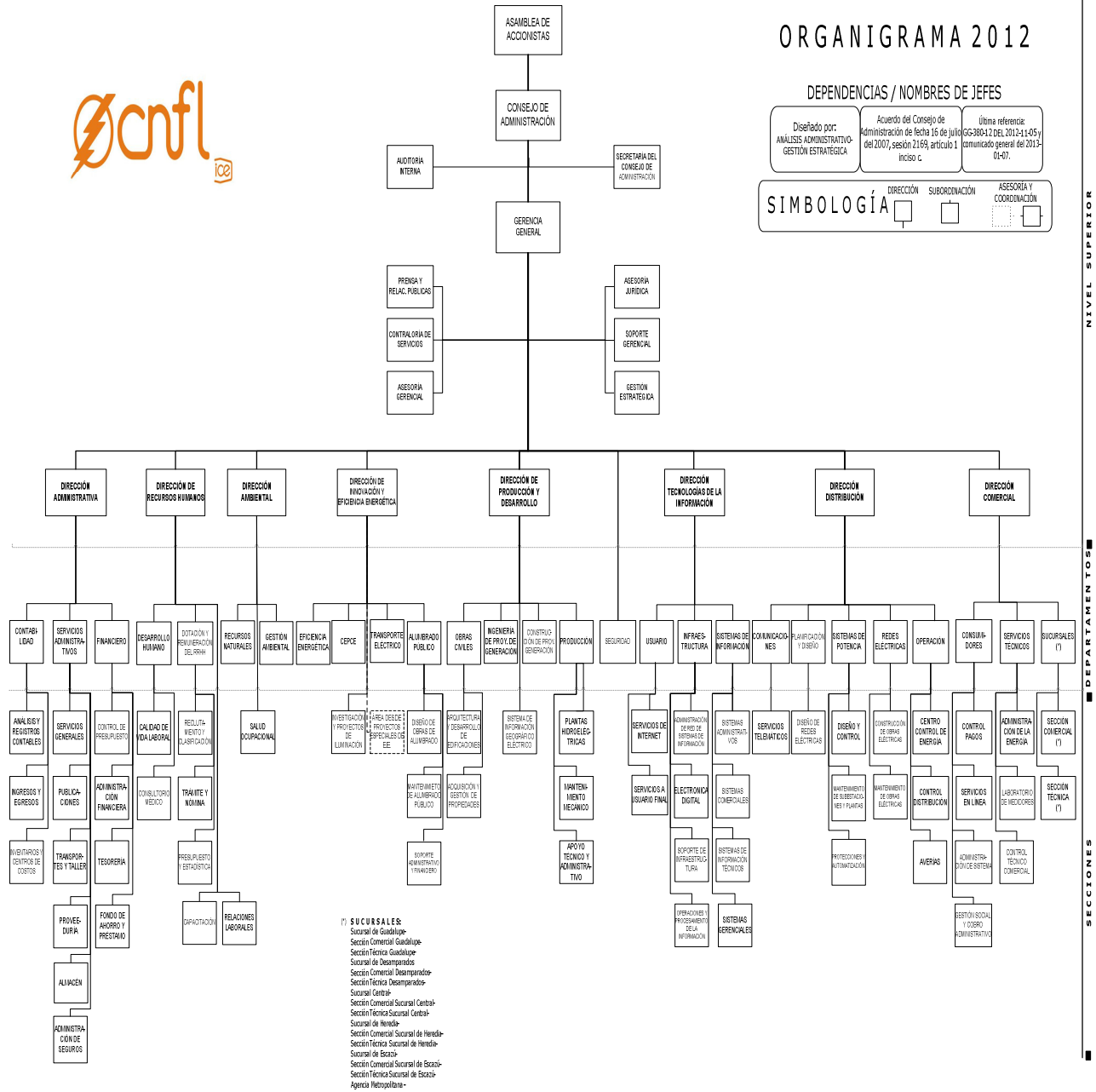
La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. está estructurada organizativamente como se muestra a continuación, en donde se pueden identificar las principales líneas de autoridad y responsabilidad.



### ORGANIGRAMA 2012

#### DEPENDENCIAS / NOMBRES DE JEFES

Diseñado por: ANÁLISIS ADMINISTRATIVO- GESTIÓN ESTRATÉGICA	Acuerdo del Consejo de Administración de fecha 16 de julio CG-380412 DEL 2012 (14-05) del 2007, sesión 2169, artículo 1 Inciso c.	Última referencia: CG-380412 DEL 2012 (14-05) Comunicado general del 2012- 01-07.
--	---	--



Además, la Compañía cuenta con una subsidiaria denominada Ingeniería Energética S.A. (INESA) firma costarricense con domicilio en San José, avenida quinta, entre calles central y primera, inscrita en el Registro Público al tomo 116, folio 501, asiento 341. Su capital social asciende a la suma de cien mil colones representado por mil acciones comunes y nominativas de cien colones cada una de la siguiente forma: a) la CNFL, S.A. novecientos noventa y seis acciones, b) El Sindicato Industrial de Trabajadores Eléctricos y de Telecomunicaciones (SITET) una acción, c) La Cooperativa de Ahorro y Crédito de los Empleados del Sector Público, Privado e Independiente R.L. (COOPEFYL R.L.) una acción, d) La Asociación Solidarista de Empleados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (ASEFYL) una acción y e) La Asociación de Empleados Pensionados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, una acción.

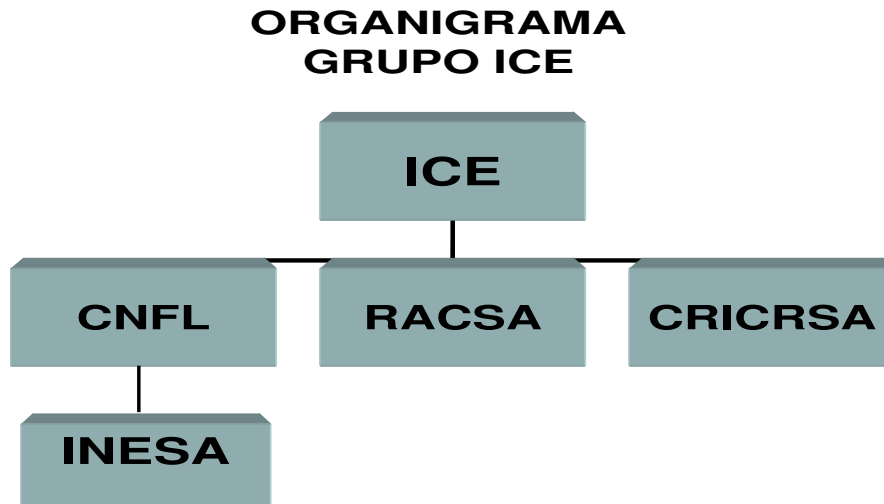
Dicha sociedad se constituyó principalmente para la comercialización de servicios en el campo de la eficiencia energética e implementación de programas de uso racional de la energía. A la fecha la subsidiaria no ha iniciado operaciones.

Por otra parte, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. forma parte del “Grupo ICE” y de conformidad con el artículo 5 de la Ley 8660 “Fortalecimiento y modernización de las entidades públicas del sector de telecomunicaciones” son empresas del ICE las siguientes:

- Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL) en donde el ICE mantiene una condición de accionista mayoritario.
- Radiográfica Costarricense S.A. (RACSA)
- Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica S.A. (CRICRSA)
- ICE (Sector Electricidad, Sector Telecomunicaciones y Sector Gestión Administrativa)

Para efectos de organización se habla del Sector Electricidad compuesto por CNFL y Electricidad del ICE y del Sector Telecomunicaciones compuesto por Telecomunicaciones del ICE y RACSA.

A continuación se presenta el organigrama del Grupo ICE en donde se puede observar la posición de la Compañía dentro de este:



Finalmente, se debe mencionar que el Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B, no cuenta con el aval del Grupo ICE.

RACSA y CRICRSA no cuentan con subsidiarias.

### **3.11 Propiedades, plantas y equipo**

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. forma parte del Sistema Eléctrico Nacional y es la encargada de la distribución de energía eléctrica en la Gran Área Metropolitana, siendo esta la zona más densamente poblada del país, cubriendo un territorio de 903 Km<sup>2</sup>, lo que representa aproximadamente el 2% del territorio nacional, lo que comprende:

San José: San José y cantones aledaños

Cartago: hasta Ochomogo (incluye Tres Ríos)

Heredia: Barba, Santo Domingo, Santa Bárbara, San Antonio de Belén, San Joaquín y del Cantón Central de Heredia Ulloa y San Francisco de Heredia.

Alajuela: Río Segundo, La Guácima, San Rafael Este, Desamparados de Alajuela.

Brinda servicio a más de 500.000 clientes, lo que representa un 33,04% del total de los clientes del país y sus ventas de energía en kWh alcanza un 37,83% del consumo nacional, tal como se observa en el primer cuadro que se presenta en el siguiente capítulo.

Para garantizar el suministro de energía a sus clientes, cuenta con diez plantas generadoras con un potencial de generación de 77,57 MW, las cuales aportan aproximadamente un 9% de la energía que comercializa la Compañía y la restante se la compra al I.C.E.

El porcentaje de utilización de las plantas varía de acuerdo al régimen de lluvia anual, alcanzando un mínimo en abril de 25,74% y un máximo en noviembre de 71,42%.

<b>CARACTERISTICAS DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS</b>		
<b>NOMBRE</b>	<b>UBICACION</b>	<b>CAPACIDAD INSTALADA MW 1/</b>
Belén	Alajuela	10,50
Brasil	San José	24,00
Cote	Alajuela	6,79
Daniel Gutiérrez	Alajuela	20,12
El Encanto	Puntarenas	9,08
Electriona	Heredia	5,83
Río Segundo	Alajuela	1,25
<b>TOTAL</b>		<b>77,57</b>

1/ Mega Watts, medida de potencia equivalente a 1.000.000 watts o vatios.

Fuente: Boletín Técnico 2012, CNFL.

Además, cuenta con un sistema de distribución constituido por 23 subestaciones con un porcentaje de carga promedio entre un 19% y un 91%.

A continuación se presenta una lista de las subestaciones y sus principales características en cuanto a potencia y voltaje:

<b>SUBESTACIONES</b>			
<b>SUBESTACION</b>	<b>TRAFO</b>	<b>POTENCIA (MVA)</b>	<b>VOLTAJE (KV)</b>
ALAJUELITA	TRAFO 1	45/75	138/34,5
ALAJUELITA	TRAFO 2	45/75	138/34,5
COLIMA	BLOQUE 1	20/30,20/30	138/34,5
COLIMA	BLOQUE 2	20/30,20/30	138/34,5
CAJA 1	TRAFO 1	30/45	230/34,5
CAJA 2	TRAFO 1	30/45	230/34,5
DESAMPARADOS	TRAFO 1	45/75	138/34,5
DESAMPARADOS	TRAFO 2	45/75	138/34,5
SAN MIGUEL	TRAFO 1	30/45	230/34,5
ESTE	TRAFO 1	20/30	138/34,5
ESTE	TRAFO 2	20/30	138/34,5
SABANILLA	TRAFO 1	20/30	138/13,8
SABANILLA	TRAFO 2	20/30	138/13,8
SABANILLA	TRAFO 3	20/30	138/34,5

*Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B*

SABANILLA	TRAFO 4	20/30	138/34,5
HEREDIA	TRAFO 1	20/30	138/34,5
BELEN	TRAFO 1	30/45	230/34,5
ESCAZU	TRAFO 1	30/45	138/34,5
ESCAZU	TRAFO 2	30/45	138/34,5
ANONOS	TRAFO 1	20/30	138/34,5
ANONOS	TRAFO 2	20/30	34,5/13,8
ANONOS	TRAFO 3	15/20	34,5/13,8
URUCA	TRAFO 1	15/20	34,5/13,8
URUCA	TRAFO 2	15/20	34,5/13,8
URUCA (SUBTERRANEO)	TRAFO 1	10/20	138/13,8
URUCA (SUBTERRANEO)	TRAFO 2	10/20	138//13,8
GUADALUPE	TRAFO 1	10,0/14,0	34,5/13,8
GUADALUPE	TRAFO 2	10,0/14,0	34,5/13,8
GUADALUPE	TRAFO 3	10,0/14,0	34,5/13,8
GUADALUPE (SUBTERRANEO)	TRAFO 1	10/20	138/13,8
GUADALUPE (SUBTERRANEO)	TRAFO 2	10/20	138/13,8
SUR	TRAFO 1	10,0/14,0	34,5/13,8
SUR	TRAFO 2	10,0/14,0	34,5/13,8
SUR	TRAFO 3	15/20	34,5/13,8
DULCE NOMBRE	TRAFO 1	4,2	34,5/13,8
DULCE NOMBRE	TRAFO 2	1/1,5	34,5/13,8
PRIMER AMOR	TRAFO 1	10,0/14,0	34,5/13,8
CURRIDABAT	TRAFO 1	8,4/10,5	34,5/13,8
BARBA	TRAFO 1	7,5	34,5/13,8
UNIVERSIDAD	TRAFO 1	1,5	13,8/4,16
LINDORA	TRAFO 1	30/45	230/34,5
LINDORA	TRAFO 2	30/45	230/34,5
LOS ANGELES (SUBTERRANEO)	TRAFO 1	10/20	138/13,8
LOS ANGELES (SUBTERRANEO)	TRAFO 2	10/20	138/13,8

1/ Para una mejor comprensión entiéndase:

- Trafo: transformadores de potencia
- MVA: Capacidad del transformador en mega voltio amperios.
- KV: Kilo volts, medida de voltaje equivalente a 1.000 voltios.

Fuente: Centro de Control de Energía, CNFL.

Tanto el sistema de generación como el sistema de distribución, se consideran los activos más importantes de la empresa, pues constituyen la base del servicio al cliente y de generación de ingresos por ventas de energía.

Todos los activos citados anteriormente, se encuentran protegidos por la Póliza ING-008, que es una póliza corporativa del Grupo ICE contratada con el INS, la que cubre un seguro de todo riesgo de daño directo a la propiedad, seguro de responsabilidad civil y seguro de terrorismo y sabotaje.

Los límites de coberturas para cada tipo de riesgo son los siguientes:

**a) Daño Directo:**

Límite de cobertura: \$ 300.000.000,00

Sublímites:

Interrupción de negocios \$ 100.000.000,00

Asalto y/o robo con violencia \$ 1.000.000,00

Propiedad en tránsito terrestre \$ 1.000.000,00

Remoción de escombros \$ 10.000.000,00

Propiedad en curso de construcción \$ 15.000.000,00

**b) Responsabilidad Civil:**

\$ 25.000.000,00 toda y cada pérdida en el agregado por el período en exceso de deducibles.

**c) Terrorismo y sabotaje:**

Límite de responsabilidad: \$ 10.000.000,00

**d) Responsabilidad Civil Profesional:**

Límite de responsabilidad: \$ 10.000.000,00. Se asegura el proceso de reparación de elementos de turbina de la Sección Mantenimiento Mecánico de Plantas.

Como información adicional en este capítulo, indicamos que el detalle de juicios contenciosos administrativos vigente a diciembre del 2012 y elaborado por nuestra Asesoría Jurídica Institucional, se presenta como anexo al prospecto.

## **CAPITULO IV RESULTADOS DE OPERACIÓN Y FINANCIEROS E INFORMACIÓN PROSPECTIVA**

En la actualidad, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. está considerada como la principal empresa distribuidora de electricidad en Costa Rica según lo demuestra su participación relativa en el siguiente cuadro, cuya fuente es la Dirección de Gestión Tarifaria de la Gerencia de Finanzas del ICE:

<b>SISTEMA ELECTRICO NACIONAL Datos al mes de diciembre del 2012</b>		
<b>ENTIDADES</b>	<b>% CLIENTES</b>	<b>% VENTAS</b>
ICE	44,01	40,69
CNFL	33,04	37,83
ESPH	4,75	6,13
JASEC	5,58	5,61
COOPEGUANACASTE	4,43	4,12
COOPELESCA	5,21	4,26
COOPESANTOS	2,55	1,10
COOPEALFARO	0,43	0,26

A continuación se presenta un análisis económico y de resultados operativos y financieros de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.; así como de los factores que han incidido favorable o desfavorablemente en los mismos.

### **4.1 Entorno económico de la Empresa**

En términos generales, el 2012 fue un año de resultados macroeconómicos favorables, aunque también de vulnerabilidades más evidentes debido al poco avance en la adopción de medidas contundentes orientadas a enfrentar el desequilibrio en las finanzas públicas.

En medio de una economía mundial con lento crecimiento y elevada incertidumbre, la economía costarricense creció poco más de 5,0% en términos reales, y registró una tasa de inflación inferior al 5,0%, que se ubicó en la parte baja del rango meta establecido por la autoridad monetaria.

Este crecimiento con estabilidad se presentó en un marco de desequilibrio fiscal importante (déficit de 4,4% del PIB nominal) que provocó, conjuntamente con el dinamismo de la demanda de crédito por parte del sector privado y una política monetaria orientada a controlar la inflación, una presión al alza en el nivel de tasas de interés en moneda local. Al mismo tiempo, el persistente déficit gubernamental continuó reflejándose en una creciente deuda pública, cuyo saldo superó el 50% del PIB nominal, más de doce puntos porcentuales por encima del nivel más bajo registrado en el 2008.



El impulso de la actividad económica provino tanto de las exportaciones de bienes y servicios, como de una dinámica demanda interna. Las ventas al exterior, en términos reales, crecieron alrededor de 8,5% y, entre los componentes internos del gasto, se destacaron el consumo privado y la inversión en capital fijo con tasas de variación, en términos reales de 4,5% y 8,1%, respectivamente.

El país continuó atrayendo ahorro externo (el déficit en cuenta corriente de la balanza de pagos se ubicó en USD 2.330 millones, equivalente a 5,2% del PIB); pero, al igual que en años anteriores, este ahorro provino en su gran mayoría en la forma de inversión extranjera directa (USD 2.238 millones). Al mismo tiempo, aumentó el acceso de recursos externos de mediano y largo plazo, a través de un mayor endeudamiento del sistema bancario y el sector público con el resto del mundo y se enfrentaron presiones de arbitraje de tasas de interés por parte de inversionistas locales y extranjeros, lo cual condujo al tipo de cambio hacia el piso de la banda y forzó la intervención del Banco Central de Costa Rica en su defensa. Estos elementos se reflejaron en una acumulación de poco más de USD 2.100 millones en reservas monetarias internacionales netas en poder del BCCR y en una monetización elevada.

En síntesis, el 2012 mostró una economía con crecimiento productivo y estabilidad, pero con vulnerabilidades crecientes en lo fiscal y en lo monetario, que condicionarán la política económica y los resultados macroeconómicos de los próximos dos años.

Toda esta realidad se reflejó de una u otra manera en el ambiente financiero de las empresas y la Compañía no fue la excepción.

## **4.2 Resultados de Operación**

La CNFL es una empresa comprometida con la búsqueda continua de la excelencia en la utilización de los recursos. Por esta razón, la Empresa debe buscar cubrir tanto sus actividades de operación e inversión con los recursos que se generan por concepto de ventas de energía eléctrica y fuentes de financiamiento.

En el año 2012 la Compañía registra una utilidad neta de ₡ 7.659.500 miles.

### **4.2.1 Estructura de Ingresos**

Por la forma en que el mercado eléctrico está estructurado para efectos de fijaciones tarifarias, los ingresos de la Compañía están determinados en función de esa composición del mercado, tal y como se muestra en el cuadro siguiente:

<b>VENTAS DE ENERGIA</b> (Cifras en miles de colones)	
<b>SECTOR</b>	<b>AÑO 2012</b>
Residencial	92.180.507
Comercial	124.202.605
Industrial	35.950.640
Alumbrado Público	8.351.102
<b>TOTAL VENTAS DE ENERGIA</b>	<b>260.684.854</b>

Fuente: Mercado Eléctrico CNFL

Por lo tanto, esta estructura de ingresos, constituye la principal fuente de obtención de recursos propios, que se dirigen a cubrir los gastos de operación, el servicio de la deuda y el desarrollo de nuevas inversiones, adiciones y mejoras.

Es importante recordar al inversionista potencial, que actualmente la Compañía se encuentra supervisada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ente que entre sus funciones tiene la obligación de estudiar las solicitudes de aumentos tarifarios que se le presenten y resolver de acuerdo a sus competencias.

Para el año 2012, lo acontecido en materia tarifaria se detalla en el siguiente cuadro:

	# GACETA	T-CB	ICE		CNFL			
			TRANSMISIÓN	CLIENTE FINAL	COMPENSACIÓN		RECURSOS PROPIOS	
					División Energía	Al. Público	División Energía	Al. Público
<b>2012</b>								
01-feb	23	1,30%	8,70%	6,00%				
26-abr	81						4,70%	0,62%
03-jul	Alcance 86 , G.128	7,90%						
16-ago	Alcance 112/G.157	2,10%						
17-oct	Alcance 157 /G.200				5,02%			
13-nov	Alcance 178 /G.219	7,60%						
24-dic	Alcance 211 /G.248				3,07%			

Con fecha 01 febrero 2012, mediante Gaceta 23, se publica la aprobación de un ajuste en la tarifa T-CB compra en bloque, resolución 742-RCR-2011, correspondiente a un incremento de un 1,3% y de un 8,7% transmisión.

El día 26 abril 2012, mediante las resoluciones 786-RCR-2012 y 787-RCR-2012 publicadas en la Gaceta 81, se ajustan las tarifas de venta de la CNFL correspondientes a un 4,7% para la División Energía y un 0,62% para la División Alumbrado Público, tramitadas bajo los expedientes ET-180-2011 Energía y ET-181-2011 A.P.

En la Gaceta 128 Alcance 86, del 3 de Julio 2012, resolución 817-RCR-2012 se publica ajuste en la tarifa de compra en bloque T-CB ICE, correspondiente a un 7,9%.

El día 16 agosto 2012, Gaceta 157 Alcance 112, se complementa la resolución 817-RCR-2012 y se publica ajuste adicional en la tarifa T-CB ICE de un 2,1%.

Respecto a la compensación en las tarifas de venta de la CNFL, es importante mencionar, que la Asociación Nacional de Protección al Usuario de los Servicios Públicos presentó ante la Sala IV, una oposición por estos ajustes, que produjo que se suspendiera todo el proceso administrativo hasta que la Sala Constitucional se pronunciara.

Para el 12 octubre 2012, la CNFL envía a la ARESEP, solicitud de ajuste de tarifas por recursos propios, oficios SAF-352-12 División Energía y SAF-353-2012 División Alumbrado Público, correspondientes a un incremento de 9,2% para Energía y 9,9% para la División Alumbrado Público.

Una vez que la Sala Constitucional se pronunció respecto a la solicitud de la Asociación Nacional de Protección al Usuario de los Servicios Públicos, declarándola sin lugar, la ARESEP publica ajuste de un 5,02% el día 17 Octubre 2012, mediante Gaceta 200, Alcance 157, para compensar las tarifas de venta de la CNFL por los incrementos en la tarifa de compra de energía de julio y agosto 2012. Esta resolución corresponde a la 951-RCR-2012, tramitada bajo el expediente ET-075-2012.

El día 13 noviembre 2012, en Gaceta 219 Alcance 178, se publica la resolución 977-RCR-2012 por aumento en la tarifa T-CB Compra en Bloque del ICE, correspondiente a un 7,6%. Expediente ET-113-2012.

Finalmente el 24 diciembre 2012, Gaceta 248 Alcance 211, se publica la resolución 1009-RCR-2012 por aumento en las tarifas de ventas CNFL, por compensación en compra de energía, corresponde a un ajuste de 3,07%. Expediente ET-199-2012.

#### **4.2.2 Estructura de Gastos**

La estructura de gastos de la Compañía se encuentra conformada por los gastos de operación, de personal y administrativos, y los gastos financieros. Anualmente estos gastos aumentan según el impacto de la inflación en el precio de los bienes y servicios internos, el incremento en el precio de compra de energía al ICE, las políticas salariales del Gobierno y se ven afectados por el comportamiento de la devaluación del colón y de las tasas internacionales sobre el servicio de la deuda contraída en dólares para el desarrollo de obras de inversión y la compra de bienes y servicios en el exterior.

A continuación se presenta un análisis horizontal de los gastos de operación y de los gastos financieros correspondiente al período 2011-2012, considerando los incrementos y disminuciones más significativos:

<b>ANALISIS HORIZONTAL DE GASTOS</b>				
<b>Período 2011-2012</b>				
<b>(Cifras en miles de colones)</b>				
<b>DETALLE</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>DIFERENCIA</b>	<b>%</b>
<b>Gastos de Operación:</b>				
Compras de energía	183.424.534	186.555.638	3.131.104	1,71%
Generación hidráulica	9.218.425	9.864.179	645.754	7,01%
Planes ambientales y proyectos de generación	4.222.590	3.399.962	-822.628	-19,48%
Distribución y transmisión	14.239.086	16.570.948	2.331.862	16,38%
Alumbrado Público	2.401.384	2.134.314	-267.070	-11,12%
Programa uso racional de la energía	2.675.394	2.223.020	-452.374	-16,91%
<b>Total Operación</b>	<b>216.181.413</b>	<b>220.748.061</b>	<b>4.566.648</b>	<b>2,11%</b>
<b>Gastos de personal y administrativos:</b>				
Gastos consumidores	19.492.231	21.181.053	1.688.822	8,66%
Generales y administrativos	11.953.864	12.622.984	669.120	5,60%
Impuestos	493.939	345.045	-148.894	-30,14%
Depreciación	14.541.604	15.356.564	814.960	5,60%
<b>Total Personal y Administración</b>	<b>46.481.638</b>	<b>49.505.646</b>	<b>3.024.008</b>	<b>6,51%</b>
<b>Otros Gastos:</b>				
Intereses y diferencial cambiario neto	1.393.524	489.462	-904.062	-64,88%
Otros gastos	2.013.791	2.431.089	417.298	20,72%
<b>Total Otros Gastos</b>	<b>3.407.315</b>	<b>2.920.551</b>	<b>-486.764</b>	<b>-14,29%</b>
<b>Total de Gastos</b>	<b>266.070.366</b>	<b>273.174.258</b>	<b>7.103.892</b>	<b>2,67%</b>

La disminución porcentual observada en el renglón de impuestos se da, debido a que en el año 2012 el monto cobrado por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos en relación con el canon por servicios de regulación fue menor en relación con el año 2011, de conformidad con los montos aprobados publicados en La Gaceta N° 188 del 30 de setiembre del 2011.

La depreciación aumenta como consecuencia del crecimiento vegetativo en todos los rubros del activo fijo, reflejado en todas las capitalizaciones de todas las obras nuevas que entraron en operación durante el año 2012 y las compras de equipo en general. También incluye el efecto que tiene la revaluación de activos fijos que aumenta considerablemente su costo.

En el año 2012 se observó una fuerte disminución en los gastos financieros producto del impacto de apreciaciones registradas en el tipo de cambio bajo el nuevo régimen de bandas cambiarias, que incidieron positivamente en el monto en colones del servicio de la deuda en dólares que mantiene la Compañía.

En el caso del renglón "Otros gastos" el aumento extraordinario registrado se da principalmente a que se incluyó una reserva para litigios del orden de los ¢ 513 millones.

Atendiendo a las situaciones experimentadas por la Compañía en los primeros cinco meses del año, relacionadas con la aprobación insuficiente de tarifas, la no generación de algunas plantas y otros factores no controlables por la Administración, se había fijado inicialmente un límite del crecimiento del gasto del 7,90% para todo el año 2012, por lo que se decidió reducirlo al nivel del 4%, directriz que tuvo resultados

muy satisfactorios, ya que del cuadro anterior se puede constatar que en términos ponderados, los gastos de operación, personal y administrativos crecieron apenas un 3,86%, cifra menor a la variación anual registrada en el índice de precios al consumidor.

Al reducir el gasto, se logró un equilibrio en el resultado de operación y una utilidad neta positiva, no omitiendo manifestar que las acciones llevadas a cabo en cumplimiento de esta disposición, no afectaron en ningún grado la calidad del servicio a nuestros clientes.

La Compañía, en su afán de asegurar una oferta energética mejorada mediante el suministro de un servicio eléctrico de calidad, tuvo que ajustarse a la situación imperante, contribuyendo de esta manera al desarrollo económico, ambiental y social del país.

### **4.3 Liquidez y recursos de capital**

La principal fuente de liquidez de la Compañía proviene del cobro de las ventas de energía a sus clientes, otros ingresos de operación, como es el caso del arrendamiento de la Planta Térmica al ICE, la disposición de recursos provenientes de créditos para el financiamiento de obras de inversión o por la colocación de valores en el mercado bursátil nacional.

Para minimizar el riesgo de un rezago en el nivel tarifario, se logró a partir del 28 de noviembre del 2003, según publicación en la Gaceta, Alcance N° 57, la aprobación por parte de ARESEP de una fórmula de ajuste automático en las tarifas de la Compañía en el caso de aumentos en las tarifas de compra de energía al ICE.

El ajuste automático se realiza, para compensar y mantener el equilibrio financiero vigente, sin necesidad de que el ajuste mencionado requiera un trámite ordinario de tarifas. El modelo determina la diferencia de las compras de energía y transmisión entre la tarifa anterior y la aprobada al ICE, para dividirla entre los ingresos por ventas de energía, lo que da como resultado el porcentaje de ajuste promedio en las tarifas de venta a los usuarios directos del servicio de distribución.

Entre los condicionantes para la aplicación del modelo de ajuste automático se dan: a) el incumplimiento de los requisitos y lineamientos presentados en la Gaceta N° 230, que en su gran mayoría corresponde a aspectos de mercado y b) la no presentación de una solicitud tarifaria de carácter ordinario de la Compañía, tal y como lo dispone la Ley 7593 en su artículo 30, durante los nueve meses que anteceden a la solicitud de ajuste del ICE de las tarifas de compra de energía. Cabe mencionar que el precio de la energía fijado por esta Entidad, también está sujeto a la aprobación de la Autoridad Reguladora.

La ley de creación de ARESEP obliga a los regulados a presentar al menos una solicitud de ajuste tarifario anualmente (adicional al ajuste automático) y también

faculta a dicha entidad para el trámite de oficio en caso necesario, por lo que las actualizaciones tarifarias de la Compañía, continúan sujetas a la aprobación directa según los procedimientos y facultades de ARESEP.

Por lo anterior, queda previsto que la Compañía está obligada a velar porque sus tarifas provean la liquidez adecuada para atender sus compromisos de corto, mediano y largo plazo en cumplimiento de la normativa señalada.

#### **4.4 Investigación y desarrollo, patentes y licencias**

La Compañía se rige por un Contrato Eléctrico firmado el 08 de abril de 1941 y modificado mediante Ley 4197 del 20 de setiembre de 1968 y la Ley 4977 del 19 de mayo de 1972, el cual vence cada 25 años a partir del 1º de julio de 1968 y se considerará automáticamente prorrogado por un período igual, salvo acuerdo previo en contrario de las partes. De acuerdo con lo anterior, la vigencia actual llega hasta el año 2018.

En el artículo 2 de este contrato se le concede a la Compañía el derecho de explotar el negocio de electricidad en los siguientes lugares: Provincia de San José, distrito de Río Segundo en la provincia de Alajuela, distritos de Barva, Belén, Flores, Santa Bárbara y Santo Domingo en la Provincia de Heredia, y distrito de la Unión en la provincia de Cartago.

Por otra parte, la Compañía ha desarrollado proyectos hidroeléctricos en Nuevo Arenal y San Ramón utilizando tecnologías de avanzada, y dentro de su Plan de Expansión de la Generación se tiene previsto el desarrollo de otros proyectos como la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Brasil II en Santa Ana, la construcción del Proyecto Eólico San Buenaventura en el cantón de Montes de Oro en la provincia de Puntarenas y el Proyecto Hidroeléctrico Ciruelas al oeste de la ciudad de Miramar, además la ampliación y modernización de las Plantas Hidroeléctricas Anonos en la ciudad de San José y Nuestro Amo en la Guácima de Alajuela.

Actualmente el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior se encuentra en construcción.

Además, la Compañía realiza esfuerzos en la investigación y desarrollo de proyectos de generación que promuevan el uso eficiente de fuentes tradicionales de energía y el aprovechamiento de fuentes alternas de energía menos contaminantes, de una manera confiable, eficiente y ambientalmente amigables, los cuales se encuentran en diferentes fases.

También ha impulsado otros proyectos de generación eléctrica a través del biogás que se produce en los rellenos sanitarios y el aprovechamiento de la energía solar.

## **CAPITULO V**

### **DIRECTORES, PERSONAL GERENCIAL Y EMPLEADOS**

#### **5.1 Personal Directivo**

La Sociedad es administrada por un Consejo de Administración, compuesto de no menos de cinco y no más de siete miembros propietarios. El número de miembros propietarios lo determinará, de tiempo en tiempo, la Asamblea General de Accionistas, en una reunión anual ordinaria y durarán en sus funciones por el período de dos años pudiendo ser reelegidos; pero la Asamblea tendrá la facultad de sustituirlos con otros en cualquier tiempo. Si por las vacantes que se produzcan la Administración quedara acéfala, se convocará de inmediato a la Asamblea General de Accionistas para llenarlas. En todo caso, los miembros del Consejo de Administración, permanecerán en el ejercicio de sus funciones hasta que sus sucesores puedan ejercer legalmente sus cargos.

Los honorarios de los miembros del Consejo se fijarán por la Asamblea General de Accionistas. Los miembros podrán ser o no accionistas. El Consejo de Administración tiene todas las facultades que le señalan los estatutos de la Escritura Constitutiva, inclusive todas las facultades de administración y de libre disposición que no estén reservadas por la Ley a la Asamblea General de Accionistas.

El Consejo de Administración tiene a su cargo el manejo del negocio de la Sociedad. El Consejo de Administración elegirá entre sus miembros: un Presidente que tendrá la representación judicial y extrajudicial de la Compañía con las facultades del artículo mil doscientos cincuenta y tres del Código Civil, un Vicepresidente, un Secretario y un Tesorero y podrá removerlos.

El Consejo de Administración nombrará un Gerente, que tendrá las facultades del artículo mil doscientos cincuenta y tres del Código Civil. El Gerente podrá conferir y revocar poderes especiales dentro de sus facultades y de acuerdo con el artículo mil doscientos ochenta y nueve del Código Civil, nombrar apoderados judiciales y revocar esos nombramientos. Asimismo el Consejo designará un Auditor. Tanto el nombramiento del Gerente como del Auditor serán por tiempo indefinido.

Adicionalmente el Consejo de Administración de acuerdo con lo dispuesto en la Cláusula Sexta de la Escritura Constitutiva ajustada a las disposiciones del Código de Comercio vigente en mayo de 1991, nombrará un Agente Residente.

Cabe mencionar que el Código de Comercio de 1991 fue reformado por la Ley N° 7413 del 3 de junio de 1994 reservándose la figura de agente residente para los casos en que ninguno de los representantes de la Sociedad tenga domicilio en el país, situación que no aplica en la Compañía.

La Gerencia General, concedió un Poder General Judicial al Lic. Luis Fernando Chaverri Rivera, confiriéndole al efecto las facultades del artículo mil doscientos

ochenta y nueve del Código Civil, además la de permitir poderes, sustituir este poder en todo o en parte, revocar sustituciones y hacer otras de nuevo a partir del 1º de julio del año 2011.

Actualmente el Consejo de Administración de la Compañía está integrado por las siguientes personas:

<b>INTEGRACION DEL CONSEJO DE ADMINISTRACION</b>				
<b>NOMBRE</b>	<b>PUESTO</b>	<b>PERMANENCIA EN EL PUESTO</b>	<b>PODER QUE OSTENTA</b>	<b>NACIONALIDAD Y FECHA DE NACIMIENTO</b>
Teófilo de la Torre Argüello 1/	Presidente	1 año y 7 meses	No aplica	Costarricense 17 de febrero, 1938
Roberto Trejos Dent 2/	Secretario	6 meses	No aplica	Costarricense 16 de febrero, 1948
Jorge Montero Cabezas 2/	Tesorero	6 meses	No aplica	Costarricense 15 de enero, 1937

1/ Nombrado en sesión de la Asamblea de Accionistas N° 119 celebrada el 4 de agosto del 2011 hasta el 31 de agosto del 2012.

Reelecto como presidente del Consejo de Administración en la Asamblea de Accionistas N° 121 celebrada el 7 de setiembre del 2012, por el período comprendido del 1º de setiembre del 2012 al 31 de agosto del 2014.

2/ Nombrado en sesión de la Asamblea de Accionistas N° 121 celebrada el 7 de setiembre del 2012 por el período comprendido del 1º de setiembre del 2012 al 31 de agosto del 2014.

A continuación se detalla la empresa ó institución en donde algunos miembros del Consejo de Administración de la Compañía desempeñan cargos en Juntas Directivas:

<b>NOMBRE</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>CARGO</b>
Teófilo de la Torre Argüello	ICE RACSA	Presidente
Roberto Trejos Dent	ICE	Directivo
Jorge Montero Cabezas	ICE	Directivo

Cabe mencionar, que no existe ninguna relación de parentesco hasta segundo grado, ya sea por afinidad o consanguinidad, entre los miembros del Consejo de Administración, gerencias y personal de nivel ejecutivo.

De acuerdo con las explicaciones anteriores, no existe cláusula alguna, que permita a los directivos y personal gerencial, votar en una propuesta en la que tengan interés ó posean alguna facultad para votar por una compensación para sí mismos o para cualquier miembro del Consejo de Administración. Además, es necesario señalar, que no existe ningún contrato de prestación de servicios entre los directivos y la Compañía.



### **5.1.1 Prácticas de selección de los miembros del Consejo de Administración**

La Asamblea General de Accionistas es la encargada de elegir a los miembros del Consejo de Administración y dicho Consejo es el que determina el cargo que finalmente ocupa cada persona.

Adicionalmente se incluye información del equipo gerencial y directores de la Compañía:

### **5.2 Personal Gerencial**

#### **Ing. Pablo Cob Saborío**

Gerente General

Nombramiento indefinido

Poder que ostenta: Apoderado Generalísimo

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 10/3/1948

Trayectoria en la Empresa: 24 años

Experiencia laboral como gerente: 24 años

Funciones que desempeña: Es responsable de la planificación, dirección, organización, coordinación y evaluación de la gestión institucional de la Compañía, en concordancia con los acuerdos, directrices y políticas emanadas del Consejo de Administración.

### **AUDITORIA INTERNA**

#### **Lic. Fredy Ocampo Cordero**

Auditor General

Nombramiento: Indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 25/8/1952

Trayectoria en la Empresa: 23 años

Experiencia laboral como auditor general: 23 años

El cargo cumple con los requisitos y funciones planteados en los artículos 21, 22, 32 y 33 de la Ley General de Control Interno

#### **Lic. Luis Fernando Chaverri Rivera**

Asesor Jurídico Institucional

Nombramiento: Nombramiento en propiedad desde el 1º de octubre del 2012.

Poder que ostenta: Apoderado General Judicial

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 22/04/1958

Trayectoria en la empresa: 2 años

Experiencia laboral en el área legal: 26 años

Funciones que desempeña: Planeamiento, organización, programación, dirección, coordinación, control, formulación y supervisión de actividades profesionales, técnicas, científicas y administrativas del más alto grado de dificultad del sistema estratégico de la Dirección Jurídica.

## **DIRECTORES INTERNOS**

### **Ing. Fructuoso Garrido Alvarado**

Director de Distribución

Nombramiento indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 11/12/1950

Trayectoria en la Empresa: 34 años

Experiencia laboral en el área de distribución: 34 años

Funciones que desempeña: Dirección, planeamiento, programación, coordinación, control, formulación y supervisión de las actividades profesionales, técnicas, científicas y administrativas del más alto grado de dificultad, del sistema estratégico de la Dirección de Distribución.

### **Ing. Mario Amador Samuels**

Director de Desarrollo

Nombramiento indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 29/11/1951

Trayectoria en la Empresa: 40 años

Experiencia laboral en el área de desarrollo: 29 años

Funciones que desempeña: Dirección, planeamiento, organización, programación, coordinación, control, formulación y supervisión de las actividades profesionales, técnicas, científicas y administrativas del más alto grado de dificultad, del sistema estratégico de la Dirección de Desarrollo.

### **Lic. Marvin Céspedes Garbanzo**

Director Administrativo

Nombramiento indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 12/11/1960

Trayectoria en la Empresa: 34 años

Experiencia laboral en el área administrativa: 27 años

Funciones que desempeña: Planeamiento, organización, programación, dirección, coordinación, control, formulación y supervisión de las actividades administrativas,

financieras y contables del más alto grado de dificultad, del sistema estratégico de la Dirección Administrativa.

**Lic. Guillermo Mena Aguilar**

Director Comercial

Nombramiento indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 08/04/1977

Trayectoria en la Empresa: 16 años

Experiencia laboral en el área comercial: 2 años y 4 meses

Funciones que desempeña: Dirección, planeamiento, organización, programación, coordinación, control, formulación y supervisión de las actividades profesionales, técnicas, científicas y administrativas del más alto grado de dificultad, del sistema estratégico de la Dirección Comercial.

**Ing. Henry Solís Bolaños**

Director de Conservación de la Energía

Nombramiento indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 29/12/1945

Trayectoria en la Empresa: 21 años

Experiencia laboral en el área de conservación de la energía: 6 años

Funciones que desempeña: Dirección, planeamiento, organización, programación, coordinación, control, formulación y supervisión de las actividades profesionales, técnicas, científicas y administrativas del más alto grado de dificultad, del sistema estratégico de la Dirección Conservación de la Energía.

**Lic. José Pablo Cob Barboza**

Director Ambiental

Nombramiento indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 02/10/1971

Trayectoria en la Empresa: 12 años

Experiencia laboral en el área ambiental: 12 años

Funciones que desempeña: Dirección, planeamiento, organización, programación, coordinación, control, formulación y supervisión de las actividades profesionales, técnicas, científicas y administrativas del más alto grado de dificultad, del sistema estratégico de la Dirección Ambiental.

Se aclara que el Lic. Cob Barboza tiene relación de parentesco en primer grado por consanguinidad con el gerente general de la Compañía ingeniero Pablo Cob Saborío.

## **MBA. Carlos Fernández Flores**

Director de Recursos Humanos

Nombramiento indefinido

Nacionalidad: Costarricense

Fecha de nacimiento: 04/11/1954

Trayectoria en la Empresa: 25 años

Experiencia laboral en el área de recursos humanos: 42 años

Funciones que desempeña: Dirección, planeamiento, organización, programación, coordinación, control, formulación, y supervisión de las actividades profesionales, técnicas, científicas y administrativas del más alto grado de dificultad, del sistema estratégico de la Dirección de Recursos Humanos.

Cabe mencionar, que ningún funcionario que conforma el personal gerencial, ocupa el puesto de director en otras empresas.

### **5.3 De la Asamblea de Accionistas**

- a) La Asamblea General de Accionistas será constituida por las personas que sean dueñas de acciones y comprueben esa calidad de acuerdo con el Registro de Accionistas. La Asamblea General de Accionistas celebrará sesiones ordinarias, extraordinarias y especiales cuando para el efecto sea convocada.

La Asamblea deberá ser convocada por el Consejo de Administración o por el Gerente de la Compañía, con una semana de anticipación, mediante aviso que se publicará una vez en dos de los diarios de mayor circulación del país. En el plazo no se computará el día de la publicación ni el de la celebración de la Asamblea. Las resoluciones de la Asamblea General de Accionistas se tomarán por la mayoría que indique la Ley. Se observarán las formalidades para la validez de sus deliberaciones que exija la Ley.

- b) La Asamblea General de Accionistas nombrará un Comité de Vigilancia que pueden ser accionistas o no, y durarán en sus funciones por el período de dos años. Dicho comité estará compuesto de tres personas que tendrán las facultades y los deberes que consigna el artículo ciento noventa y siete del Código de Comercio.

<b>MIEMBROS DEL COMITÉ DE VIGILANCIA</b>		
<b>NOMBRE</b>	<b>NACIONALIDAD</b>	<b>PERIODO DEL NOMBRAMIENTO</b>
Ing. Edwin Bogantes Villegas	Costarricense	Del 1/9/2012 al 31/8/2014
Ing. Ivannia Blanco Durán	Costarricense	Del 1/9/2012 al 31/8/2014
MSc. Jesús Orozco Delgado	Costarricense	Del 1/9/2012 al 31/8/2014

- c) La Asamblea General de Accionistas tendrá las demás facultades que le señala la Ley vigente.

#### 5.4 Comité de Auditoría:

El 1º de diciembre del 2009 la Compañía informó al mercado bursátil nacional mediante Hecho Relevante, que su Consejo de Administración acordó en su sesión Nº 2258 celebrada el 30 de noviembre del 2009, adoptar el Reglamento de Gobierno Corporativo de la Bolsa Nacional de Valores S.A., de conformidad con lo dispuesto para los emisores no financieros de valores en el artículo 2º del Reglamento de Gobierno Corporativo aprobado por el CONASSIF en las actas de las sesiones 787-2009 y 788-2009, celebradas el 19 de junio del 2009.

Dado que en el artículo 21 del Reglamento del CONASSIF se introduce una flexibilidad para la integración del Comité de Auditoría, en el caso de la CNFL, el Comité de Vigilancia cuya naturaleza es similar, cumplirá las funciones indicadas en el artículo 22 de este Reglamento.

Es así, como en el acuerdo tomado por el Consejo de Administración, según artículo 2º, inciso e), del acta de la Sesión 2265 celebrada el 3 de mayo del 2010, se indica textualmente lo siguiente:

II. Asignar al Comité de Vigilancia las funciones enunciadas en el artículo 22 del Reglamento de Gobierno Corporativo emitido por el CONASSIF, en su condición de órgano de naturaleza similar a la establecida en dicho reglamento para el Comité de Auditoría.

III. Asignar al Comité de Vigilancia las funciones enunciadas en el artículo 13 del Reglamento de Gobierno Corporativo de la Bolsa Nacional de Valores, de manera tal, que aunque no son de acatamiento obligatorio, de no cumplirse, se justifique su incumplimiento.

#### 5.5 Personal

A continuación se detalla datos del personal de la CNFL con corte al 31 de diciembre del 2012:

<b>Subpartida</b>	<b>Cantidad de Plazas</b>
<b>Cargos Fijos:</b>	
Nivel superior	3
Ejecutivo	153
Profesional	559
Técnico	1.131
Administrativo	81
Servicios	253
<b>Subtotal</b>	<b>2.180</b>
<b>Jornales:</b>	<b>9</b>

<b>Suplencias:</b>	<b>133</b>
<b>Servicios especiales</b>	<b>9</b>
<b>Total</b>	<b>2.331</b>

Cabe mencionar que los cargos por jornales, suplencias y servicios especiales constituyen personal temporal y dichas cifras representan una cantidad promedio que se mantiene a lo largo del año.

## 5.6 Participación social de directores, personal gerencial y empleados

Los directores, personal gerencial y empleados, no poseen participación accionaria en la Sociedad.

## 5.7 Agrupaciones Gremiales

- Sindicato Industrial de Trabajadores Eléctricos y Telecomunicaciones (SITET): En la actualidad están afiliados 1.361 empleados que representan un 58,39% del total.
- Filial de Profesionales del SIICE (Sindicato de Ingenieros del I.C.E. en la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.) En la actualidad están afiliados 347 profesionales que corresponden a un 14,89% del total.
- Asociación Solidarista de Empleados (ASEFYL): En la actualidad hay 2.015 empleados afiliados que representan un 86,44% del total.
- Cooperativa de Ahorro y Crédito del Sector Público, Privado e Independiente (COOPEFYL): Cuenta en la actualidad con 4.896 socios, incluyendo 238 funcionarios de la Compañía, que representan un 10,21% del total.

## 5.8 Políticas Salariales y Compensatorias

En cuanto a las políticas salariales y compensatorias, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., observa lo siguiente:

**Miembros del Consejo Administrativo:** Los miembros del Consejo de Administración, perciben como única remuneración el pago de dietas por su participación en las sesiones debidamente convocadas al efecto.

**Ejecutivos de Nivel Gerencial:** Los Ejecutivos de Nivel Gerencial, son parte de un mismo régimen de salario y compensación, conjuntamente con los demás colaboradores de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.

En este sentido, cabe indicar que existe una Convención Colectiva, que tiene su fundamento legal en el Código de Trabajo, la cual es de aplicación general para

todos los trabajadores, actuales y futuros que presten servicios en la Compañía en los diferentes centros de trabajo, en la cual se establecen los beneficios económicos y sociales derivados de la misma.

Entre los principales beneficios que contempla la Convención Colectiva vigente se pueden mencionar:

- Disposiciones en cuanto a jornada de trabajo
- Constitución de la Junta de Relaciones Laborales, como organismo encargado de tomar o proponer las medidas necesarias para mantener la armonía entre la Compañía y los trabajadores.
- Integración de una Comisión Permanente de Clasificación y Valoración de Puestos.
- Compromisos en cuanto a la debida consideración y respeto en las relaciones obrero-patronales.
- Otorgamiento de permisos y licencias.
- Establecimiento de conformidad con lo dispuesto en el Código de Trabajo de una Comisión de Salud Ocupacional, la que tiene como finalidad, investigar las causas de los riesgos del trabajo, determinar medidas para prevenirlos y vigilar para que en los distintos centros de trabajo se cumplan las disposiciones de salud ocupacional que dicte el Consejo Nacional de Salud Ocupacional.
- Suministro y equipamiento de uniformes e implementos de seguridad.
- Disposiciones en cuanto a accidentes y multas de tránsito, pólizas de vehículos, licencias de manejo de vehículos y lineamientos en cuanto a las cuadrillas de construcción y mantenimiento.
- Medidas en cuanto a la disciplina y en cuanto a la administración del personal para una adecuada organización.
- Procedimiento en relación con el régimen de despido.
- Obligaciones en cuanto al pago de transporte y viáticos a los trabajadores que tengan que realizar labores fuera de los centros de trabajo.
- Remuneración de labores ordinarias y extraordinarias.
- Aportes al Fondo de Ahorro y Préstamo.
- Vacaciones e incapacidades.
- Derecho de ascensos.

## **CAPITULO VI**

### **PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS**

#### **6.1 Participaciones significativas**

Tal y como se mencionó en apartados anteriores, en 1968, el Instituto Costarricense de Electricidad adquirió el 98,6% de las acciones de la Compañía y las restantes quedaron en manos de particulares. La Compañía es una sociedad anónima y forma parte de las empresas del Grupo I.C.E., (nombre que como ya se mencionó en la información sobre la empresa, no corresponde al de una entidad legalmente constituida) por lo que cuenta con una Asamblea de Accionistas y está dirigida por un Consejo de Administración, el cual está conformado en su mayoría por miembros del I.C.E., cuyo máximo jerarca es el Presidente Ejecutivo del I.C.E., responsables de definir las políticas generales que guían el accionar de la Compañía dentro del sector energía.

#### **6.2 Transacciones con partes relacionadas**

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. debe comprar anualmente la mayor parte de la energía que vende al Instituto Costarricense de Electricidad.

Las transacciones comerciales más significativas de la Compañía se realizan con el ICE como consecuencia de la compra de energía, por ejemplo en el año 2012 se efectuaron compras de energía por ₡ 186.555.638 miles.

Por otra parte, la Compañía factura al ICE servicios que se originan en venta de servicios eléctricos, alquiler de postes y ductos para instalación de líneas telefónicas, venta de materiales, estudios de ingeniería, gestión ambiental por la eliminación de basura del Río Virilla y otros servicios, además del cobro por el finiquito de la adquisición de la Planta Térmica Moín III.

Las transacciones con el ICE al 31 de diciembre del 2012 se detallan en la nota 11 de los Estados Financieros Auditados del 2012.

#### **6.3 Participación de asesores y consejeros**

Los asesores para el trámite de la solicitud de oferta pública no figuran como accionistas, directores o gerentes de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.



## **CAPITULO VII**

### **INFORMACION FINANCIERA**

#### **7.1 Anexos al prospecto**

A continuación se lista la información financiera que se anexa al prospecto:

- a) Calificación otorgada por la empresa calificadora de riesgo al Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B con base en información auditada al 31 de diciembre del 2011 y cifras interinas al 31 de diciembre del 2012.
- b) Estados financieros auditados al 31 de diciembre del 2012 y 2011.
- c) Estado de los juicios contenciosos administrativos al 31 de diciembre del 2012, y
- d) Declaración jurada rendida por el representante legal de la Compañía, garantizando la veracidad y suficiencia de toda la información proporcionada y sobre el contenido del prospecto a partir de un proceso de “debida diligencia”.

#### **7.2 Periodicidad de la información a los inversionistas**

Señor inversionista, la siguiente información sobre la empresa y su situación financiera, estará a disposición en la empresa y en la Superintendencia General de Valores para su consulta:

- a) Hechos relevantes en el momento en que la empresa tenga conocimiento del evento.
- b) Prospecto actualizado con la última información a disposición de la empresa.
- c) Estados financieros trimestrales.
- d) Estado financieros auditados anuales.
- e) Flujos de caja reales trimestrales.
- f) Estados de captación con información sobre las captaciones mediante emisiones.