

EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
DIRECCION DE PLANIFICACION Y DESARROLLO  
SUBDIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN  
AREA PLANEAMIENTO ECONOMICO



*Resumen Ejecutivo*  
***PLAN OPERATIVO ANUAL***  
*Evaluación a Gestión 2013*

TEGUCIGALPA, HONDURAS  
Marzo, 2014

## **PRESENTACIÓN**

La Dirección de Planificación y Desarrollo presenta el Resumen Ejecutivo del documento: "Plan Operativo Anual de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, Año 2013." Este análisis permite conocer en términos generales las principales metas y actividades programadas y ejecutadas durante el año 2013.

El documento ha sido elaborado en el Departamento de Planeamiento Económico, dependiente de la Subdirección de Planificación y se espera que brinde un panorama de sus inversiones y que contribuya a la evaluación de las funciones que ejecuta la Empresa en sus distintas unidades.

## ÍNDICE

	Página
<b>I. INTRODUCCION</b> .....	4
<b>II. ESTRUCTURA PROGRAMATICA</b> .....	5
<b>III. VISION</b> .....	6
<b>IV. MISION</b> .....	6
<b>V. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS</b> .....	6
<b>VI. PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACION DEL POA</b> .....	7
<b>VII.METAS Y ACTIVIDADES EJECUTADAS PARA EL AÑO 2013</b> .....	8
VII.1 ADMINISTRACIÓN CENTRALIZADA.....	9
(PROGRAMA DE DIRECCION Y COORDINACION) .....	9
VII.2 PROGRAMA DE GENERACION .....	12
a) Generación de Energía Eléctrica .....	12
b) Estudios de preinversión .....	12
c) Central Hidroeléctrica Francisco Morazán.....	13
d) Central Hidroeléctrica Cañaverál - Río Lindo.....	14
e) Central El Nispero .....	15
VII.3 PROGRAMA DE TRANSMISIÓN .....	16
a) Transmisión de Energía Eléctrica.....	16
b) Red de Transmisión Nor- Atlántico.....	16
c) Red de Transmisión Centro Sur.....	17
VII.4 PROGRAMA DE DISTRIBUCIÓN .....	21
a) Administración.....	21
b) Comercialización.....	22
c) Distribución.....	23
c.1 Red de Distribución Centro Sur .....	23
c.2 Red de Distribución Noroccidente .....	25
c.3 Red de Distribución Litoral.....	26

## I. INTRODUCCION

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) preparó en el año 2012 el Plan Estratégico 2012-2014, este plan contiene medidas de mediano y largo plazo, cuyos objetivos principales son mejorar la situación financiera de la ENEE y solventar los problemas de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

La ENEE a través de su Plan Estratégico 2012-2014, basado en la Visión de País y Plan de Nación, específicamente orientado a contribuir con el objetivo 3: *Una Honduras productiva, generadora de oportunidades y empleos dignos, que aprovecha de manera sostenible sus recursos naturales y reduce al mínimo su vulnerabilidad ambiental*; ha preparado el Plan Operativo Anual (POA) correspondiente al año 2013. El mismo, fue preparado por las distintas unidades administrativas y técnicas, que conforman la Empresa.

A efecto de contar con un documento guía para evaluar el accionar de ENEE en sus diferentes dependencias, se ha preparado un Resumen Ejecutivo de Programación de POA 2013; este documento recoge las actividades más importantes de cada una de las unidades administrativas y técnicas de la Empresa, utilizando al efecto un procedimiento que tiene como eje la planificación desde los niveles inferiores hasta los de mayor jerarquía.

El Resumen Ejecutivo aporta en primera instancia las actividades programadas para la gestión 2013, las cuales tienen su soporte en los objetivos estratégicos de la Empresa; se ha tratado de sistematizar estas metas y actividades de acuerdo a la estructura programática de la Empresa; es decir, se programa el POA separando las metas de sus tres actividades principales o Programas; Generación, Transmisión y de Distribución también se han separado las Actividades Centralizadas, como Gerencia, Planificación, Subgerencia Administrativa y Financiera, Asesoría Legal, entre otros, como soporte de los tres actividades de la empresa.

Cada uno de los Programas contiene metas y actividades tanto de unidades de funcionamiento, como de unidades ejecutoras de proyectos, incluyéndose para el caso el Programa de Generación, metas de un proyecto y las metas de las actividades normales de operación y mantenimiento.

## II. ESTRUCTURA PROGRAMATICA

En el año 2007 se elaboró la estructura programática de la ENEE. La misma ha sido aplicada para preparar los planes operativos de las unidades del año 2013 y su respectivo presupuesto. Vinculando la estructura programática a la Visión de País, Plan de Nación y según los fundamentos del Plan de Gobierno. El presupuesto por programas es un instrumento de planificación y programación de las actividades nacionales, en consecuencia debe reafirmarse el papel del presupuesto como una herramienta de planificación y no como un simple ejercicio financiero, de ahí la importancia en la vinculación entre planes operativos y presupuesto.

La estructura programática de ENEE está constituida de la siguiente forma:

1. Programa de Generación: está constituido por todas las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de la Empresa, así como sus unidades administrativas; también forman parte las unidades ejecutoras de proyectos relacionados con la generación de energía eléctrica.
2. Programa de Transmisión: está constituido por todas las unidades de operación y mantenimiento de las subestaciones y líneas de transmisión y subtransmisión, incluyendo sus unidades administrativas; forman parte también de este programa las unidades ejecutoras de proyectos relacionados con la transmisión y transformación de energía eléctrica;
3. Programa de Distribución: está constituido por todas las unidades de operación y mantenimiento de redes de distribución, incluyendo sus unidades administrativas; forman parte también de este programa las unidades ejecutoras de proyectos relacionados con la distribución de energía eléctrica.
4. Administración Centralizada: está constituido por la Dirección de Planificación y Desarrollo, La Jefatura de la Subgerencia Técnica y sus divisiones: Operación e Ingeniería, Oficina de Transparencia y Control de Pérdidas, Subgerencia Administrativa y Financiera, Dirección de Recursos Humanos, Unidad de Transparencia, Asesoría Legal, Relaciones públicas y, cuyas actividades que aunque no tengan una relación directa con los tres programas anteriores en cuanto al producto específico que se produce, como es la energía eléctrica, sí constituye un cuerpo de apoyo necesario para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

### III. VISION

Ser la Empresa pública que suministre energía eléctrica, con calidad, excelencia y responsabilidad, tanto en el mercado eléctrico nacional como en el mercado eléctrico regional, contribuyendo con el desarrollo sostenible del país y de la región, en armonía con el medio ambiente.

### IV. MISION

Somos una Empresa pública, responsable de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, cuyo propósito es satisfacer las necesidades y expectativas de los clientes y contribuyendo con el desarrollo socioeconómico del país y la mejora de la calidad de vida de los hondureños.

### V. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Los objetivos estratégicos de la ENEE producto de la Planeación Estratégica, considerando las perspectivas estratégicas de la Empresa (Clientes, procesos, aprendizaje, finanzas y responsabilidad social) son los siguientes:

#### Clientes

- Ampliar sistema de transmisión y distribución
- Mejorar sistema de transmisión y distribución
- Mejores prácticas de industria eléctrica
- Reglamentos (poner en vigencia)
- Implementar estrategia de comunicación

#### Procesos

- Reformar administrativa
- Reformar financieramente la ENEE
- Impulsar el cambio de matriz energética
- Fomentar ahorro y uso racional de Energía – URE
- Desarrollar plantas de energía renovable

#### Aprendizaje

- Desarrollar las competencias del personal

#### Finanzas

- Implementar plan de inversiones
- Reducir pérdidas
- Recuperación financiera de ENEE

#### Responsabilidad Social

- Aumentar la cobertura eléctrica

Es importante mencionar que los anteriores objetivos estratégicos responden también en el marco del Plan de Nación y Visión de País, así como al Plan de Rescate de la ENEE, por lo que se constituyen como la base del accionar de las distintas dependencias de la misma.

## VI. PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACION DEL POA

La Subdirección de Planificación dependiente de la Dirección de Planificación y Desarrollo, es la responsable de preparar, analizar y evaluar el Plan Operativo Anual (POA) de la Empresa. Por lo que las diferentes dependencias, están comprometidas a proporcionar la información de la ejecución trimestral de sus POAs a esta Subdirección. Dependencia donde se realiza el documento Resumen Ejecutivo del POA, el cual es evaluado mensualmente y enviado a la Secretaría Técnica de Planificación y Cooperación Externa, Secretaría de Finanzas y otras Instituciones del Estado que lo requieran.

Como primer punto, se seleccionan las metas y actividades más importantes o relevantes de la Administración Centralizada, mismas que son evaluadas a través del avance porcentual o avance de cumplimiento por parte de cada unidad ejecutora responsable.

Seguidamente se procede a seleccionar y evaluar las metas y actividades de cada programa, es decir, Generación, Transmisión y Distribución.

En el caso del Programa de Generación, tanto los estudios de pre inversión como los proyectos de inversión de las Centrales Hidroeléctricas de: Francisco Morazán, Cañaveral Río Lindo, El Nispero y Central Santa María del Real; se mide el avance físico mediante los porcentajes de avance de obra y el avance financiero a través de los montos de inversión destinados al mes en cuestión.

En cuanto al Programa de Transmisión, se cuenta con las metas y actividades de mantenimiento, así como de los proyectos de inversión en las áreas Centro Sur y Noroccidental. En donde su avance físico se mide a través de porcentajes y en algunos casos por medio de valores absolutos cuando la dependencia responsable así lo proporciona. El avance financiero es medido mediante los montos de inversión destinados para tal fin.

Y por último, se tienen las metas y/o actividades del Programa de Distribución, en donde el índice de pérdidas eléctricas totales son tomadas del informe que proporciona la Coordinación de Control de Pérdidas eléctricas a nivel nacional, dato que corresponde al promedio móvil anual.

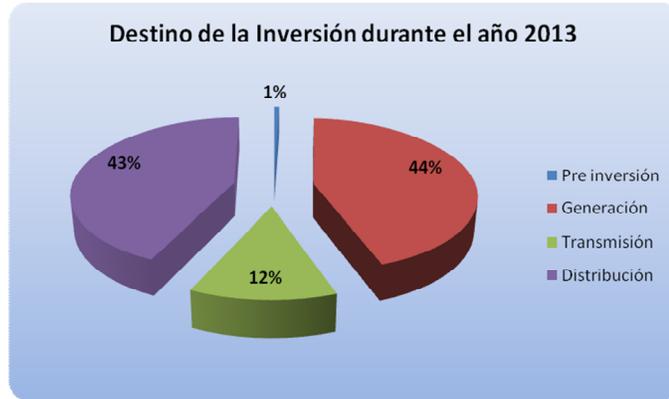
En cuanto al dato de cobertura eléctrica nacional, el número de abonados totales y las ventas de energía en MWh por sectores de consumo, son calculados y proporcionados por el Departamento de Planeamiento Económico y publicado en el sitio web de la ENEE.

Con relación a los proyectos de inversión en Distribución, en el avance físico su unidad de medida son cantidades absolutas las cuales son proporcionadas por cada unidad ejecutora. Y su avance financiero, se mide por los montos de inversión destinados.

## VII. METAS Y ACTIVIDADES EJECUTADAS PARA EL AÑO 2013

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica durante el año 2013 contó con el presupuesto aprobado de 31,601,792.7 Miles de Lempiras, ejecutando un 85.4% del mismo.

En proyectos de inversión se ejecutó la suma de 1,272,619.7 Miles de Lempiras lo que representa el 4.0% del total del presupuesto ejecutado; las inversiones se destinaron en su mayor parte a los proyectos de Generación, en segundo lugar están las inversiones en Distribución y ocupando un tercer lugar están las inversiones en los proyectos de Transmisión. También se ha destinado recursos en los estudios de pre inversión.



Con relación al programa de inversión aprobado para el presente año, la inversión total de la Empresa en sus áreas programáticas, al cuarto trimestre del año 2013, representó el 71.02% de ejecución. Una descripción se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 1**  
Inversiones Ejecutadas por Programa, año 2013  
(En miles de Lempiras)

Descripción	Presupuesto Programado	Ejecutado	% de ejecución
Pre inversión	17,309.0	7,204.4	41.6
Generación	1,300,209.6	559,748.2	43.1
Transmisión	225,743.0	156,965.7	69.5
Distribución	585,190.8	548,701.4	93.8
<b>Total</b>	<b>2,128,452.4</b>	<b>1,272,619.7</b>	<b>59.8</b>

Fuente: Departamento de Presupuesto ENEE

Por otra parte, en las operaciones de funcionamiento o gastos operativos se destinaron 27,006,476.0 Miles de Lempiras, de los cuales, el 72.5% es empleado para la compra de energía y combustible para generación, es decir, alrededor de 19,588,394.7 Miles de Lempiras. En el mantenimiento del sistema de Transmisión se destinaron 394,532.1 Miles de Lempiras y para el sistema de Distribución 2,008,746.4 Miles de Lempiras.

Un mejor detalle se muestra a continuación:

**Cuadro No. 2**  
Ejecución de Gastos de Funcionamiento por Programa, año 2013  
(En Miles de Lempiras)

Programa	Presupuesto vigente	Ejecutado	% de ejecución
Dirección y Coordinación	7,143,071.5	4,049,481.4	56.69
Generación	21,954,550.0	20,553,716.1	93.62
Transmisión	517,608.0	394,532.1	76.22
Distribución	1,986,563.2	2,008,746.4	101.12
<b>Total</b>	<b>7,143,071.5</b>	<b>27,006,476.0</b>	<b>85.46</b>

Fuente: Departamento de Presupuesto 2013

A continuación, se presenta un detalle de las principales metas y actividades que contribuyen al funcionamiento de la Empresa, de acuerdo a la estructura programática.

### **VII.1 ADMINISTRACIÓN CENTRALIZADA (PROGRAMA DE DIRECCION Y COORDINACION)**

A continuación se presentan las principales metas y actividades del área centralizada, que viene a contribuir con la gestión de la alta gerencia, y por ende con la toma de decisiones.

1. Implementar el Proyecto PROMEF para el mejoramiento operativo y financiero de la ENEE, el cual busca:
  - Reestructura del área de distribución y comercial, subgerencia administrativa Financiera
  - Saneamiento financiero
  - Levantamiento de la red de distribución
  - Implementar de sistemas de gestión integral (incidencias, comercial y recursos corporativos)
  - Implementar el sistema de administración de medición inteligente

A diciembre 2013, se destinaron 153,605.6 miles de Lempiras, con un avance acumulado del 60% del proyecto, de acuerdo a sus tres grandes componentes como a continuación se detalla:

**Componente 1:** Consiste en el mejoramiento/fortalecimiento de la gestión comercial y de recursos corporativos de la ENEE incluye cuatro actividades: (i) instalación de equipo de lectura de medición automático (AMR por sus siglas en inglés), (ii) instalación de un nuevo sistema automático de gestión comercial (CMS por sus siglas en inglés), (iii) implementación de un sistema de gestión de registro de incidencias (IRMS por sus siglas en inglés), y (iv) desarrollo de un sistema de gestión de la información de recursos corporativos (CRMIS por sus siglas en inglés).

Al 2013, la mejora operativa financiera de la ENEE continua avanzando con la implementación del sistema integrado de gestión, la medición inteligente y la dotación de equipo informático. Lo anterior mejorara la gestión en el área de distribución y comercial y los recursos empresariales de la ENEE



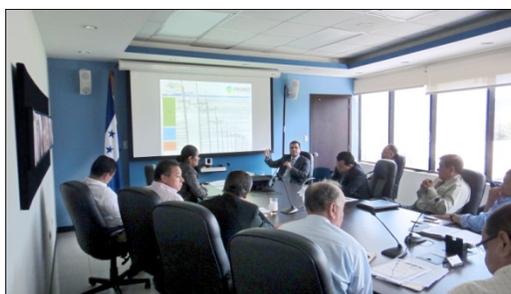
**Componente 2:** Rehabilitación de las subredes regionales de distribución de la ENEE incluye: (i) sustitución de transformadores, compra de equipo de distribución relativa, y eliminación de los PCBs, y (ii) compra de equipo de mantenimiento, repuestos, y materiales para redes de distribución, principalmente vehículos pesados.

Al 2013, los avances en la adquisición de Transformadores, herramientas, postes, equipo de protección, equipo pesado (grúa articulada y montacargas) han permitido el inicio de la conversión de las últimas líneas de distribución a nivel nacional de 4.16 kv a 34.5 kv en las ciudades de Pespire, San Lorenzo, Danlí, y El Trigal de la Regional Centro Sur, dirigido por personal técnico y equipo de la ENEE en pro de la mejora la red de distribución de la ENEE; estas actividades incluyen la sustitución de transformadores potencialmente contaminados, que formaran parte del inventario de transformadores que se realiza en coordinación con la Unidad Ambiental de la ENEE, CESCO-SERNA y Proyecto COPS 2.



**Componente 3:** El fortalecimiento de la capacidad institucional y gobernabilidad corporativa de la ENEE apoyará a: (i) el fortalecimiento de la gobernabilidad del sector energético, (ii) analizar el sostenimiento financiero de la ENEE, incluyendo estructura de tarifas y subsidios, y desarrollo de una estrategia de operaciones comerciales, (iii) implementar un programa de comunicación, extensión social, y participación, y (iv) gestión, monitoreo, evaluación y auditorías del proyecto.

Al 2013, la Gobernabilidad Corporativa mediante la implementación efectiva de un plan estratégico debidamente estructurado y monitoreado con una herramienta como el Balanced Scorecard, sumado a la creación de la nueva gerencia de distribución y comercial y la reestructura de la subgerencia financiera, recursos humanos y división de informática, evidencian avances sustanciales en el fortalecimiento institucional de la ENEE.



Programas y Proyectos de Inversión Pública Presupuestados	Avance Físico					Beneficiarios	Ubicación Geográfica
	2010	2011	2012	2013	Total		
PROYECTO MEJORA DE LA EFICIENCIA DEL SECTOR ENERGÍA (PROMEF)	0%	5%	25%	30%	60%	Población de Honduras	A nivel Nacional

## VII.2 PROGRAMA DE GENERACION

Esta sección presenta entre otros, los estudios de pre inversión con los que cuenta la ENEE, que permiten analizar y evaluar las futuras inversiones en proyectos hidroeléctricos, para contar un Sistema de Interconexión Nacional, confiable. Además se reflejan las principales metas y actividades de los proyectos de Mejoras a las tres Centrales Hidroeléctricas existentes, y las actividades en las plantas térmicas propiedad de la Empresa, a fin de mantener los equipos de generación en condiciones óptimas que permitan la disponibilidad de los mismos.

### a) Generación de Energía Eléctrica

1. Suministrar la demanda de energía eléctrica a través del parque de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuya proyección se estima alrededor de 8,156,840 MWh.

A diciembre 2013 la energía neta generada en el sistema fue de 7,949,240 MWh; 2.54% inferior con el dato proyectado, lo que nos indica entre otras, que la población ha puesto en práctica las medidas de ahorro y uso racional de la energía eléctrica.

### b) Estudios de preinversión

A diciembre 2013, se destinaron en estudios de pre inversión 7,204.4 miles de Lempiras, con un avance físico en promedio del 71%, el detalle de su ejecución se muestra a continuación:

Estudios	Meta anual	Ejecutado	% de ejecución	Causas baja ejecución
Derivación Río Tamalito al Lago de Yojoa	10 Visitas de campo	6	60%	Por el recorte presupuestario, no fue posible realizar visitas de campo
Cooperación Técnica República de China (Taiwán)	Asistencia Técnica recibida (100%)	58%	58%	Por las complicaciones que no han sido ser resueltas por los pobladores.
Proyecto SIEPAC, manejo de contratos de medidas de mitigación	8 Giras de campo	2	25%	Limitaciones presupuestarias imposibilitaron realizar las giras de supervisión requeridas
Mejoras y Ampliación de la red Hidroclimática	12 estaciones operadas	9	75%	Debido al recorte presupuestario, no fue posible realizar visitas de campo en su totalidad; de igual
Balance Hídrico del Lago de Yojoa	96 campañas de medición	72	75%	

	hidroclimática y de calidad de agua			forma no fue aprobada la requisición para el modelo hidroclimático.
Estudios Básicos Con Potencial Hidrométrico	Identificar nuevos sitios con potencial hidroeléctrico; y, operar las estaciones hidrometeorológicas (100%)	54%	54%	
Uso Racional de la Energía (UREE II)	20 Auditorías Energéticas realizadas	20	100%	
Proyecto Hidroeléctrico Patuca III (Piedras Amarillas)	Construida I etapa 100%	100%	100%	Financiamiento en gestión
Generación Autónoma y Uso Racional De Energía Eléctrica, Quilio II	Central Hidroeléctrica Quilio 2 100%	90%	90%	Pendiente la aprobación del Congreso Nacional a la modificación No. 2, presentada en febrero 2012

**c) Central Hidroeléctrica Francisco Morazán**

a.1 Ejecutar el Proyecto "Mejoras al Sistema de Generación y Seguridad de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán", esta actividad permite mejorar los equipos e instalaciones de generación de la Central.

A diciembre 2013, se destinaron 128,695.2 miles de Lempiras con un avance físico promedio del 44%, entre las actividades realizadas están las siguientes obras:

Actividades	Unidad de medida	Prog.	Ejec.	% de ejecución
Cambio de Polos del Generador y Reparación de Válvula de Entrada de la Unidad Principal No. 4 (UPN4).	2 Lote Repuestos	2	1	50%
Trabajos Varios de Mantenimiento de Obras Civiles y Campamentos.	20 Viviendas	20	6	30%
Reparación rodete de la turbina Francis	Rodete 100% reparado	100%	33%	33%
Trabajos Especiales de Mantenimiento de las obras Subterráneas (MOS) -OT 1037	Inyecciones	7	0	0%
Adquisición de Máquina de refrigeración (Chiller), 5	Equipo	2	2	100%

manejadores de aire de caverna y turbina de acero p/ sistema de enfriamiento				
Suministro de tanque de almacenamiento y compresores para el sistema de aire comprimido	Equipos	2	1	50%

A diciembre 2013, con relación a los trabajos de obras subterráneas o inyección en perforaciones, el proceso de Licitación Pública fue declarada fracasada y se presentaron nuevas ofertas las cuales están siendo evaluadas técnicamente.

Por otra parte, debido al recorte presupuestario no fue posible completar la reparación de los campamentos en la Central; con relación a la reparación del rodete la Junta Directiva de la ENEE autorizó en octubre 2013 su reparación, mismo que fue enviado a la fabrica ANDROITZ en México. Y por último, se adjudico y se está a la espera de los repuestos de la obra Cambio de Polos del Generador y reparación de válvula de entrada a la unidad principal No 4.

#### **d) Central Hidroeléctrica Cañaverl - Río Lindo**

b.1 Ejecutar el Proyecto "Mejoras a la Central Hidroeléctrica Cañaverl Río Lindo", esta actividad permite mejorar los equipos e instalaciones de generación en la Central Hidroeléctrica Cañaverl - Río Lindo.

A diciembre 2013 la ejecución presupuestaria indica que se destinó 12,709.7 miles de lempiras del presupuesto de inversión. No obstante, de acuerdo a información proporcionada por la Unidad Ejecutora, no presentan avance físico del proyecto porque no fueron aprobadas las ordenes de trabajo para el año en mención; sin embargo, de acuerdo con información de la Unidad Ejecutora de la Central, se trabajo en parte de la planificación del proyecto de Mantenimiento Mayor, logrando un 89.6% hacer los siguientes avances:

- Levantamiento de campo del cableado de equipo a equipo en la central cañaverl. 90 % ejecutado.
- Levantamiento de campo del cableado de equipo a equipo en la central de Río Lindo. 90% ejecutado.
- Levantamiento topográfico del alineamiento y nivelación de la tubería de presión (penstock) de la central de Cañaverl. 100% ejecutado.
- levantamiento topográfico del alineamiento y nivelación de la tubería de conducción entre la radial y el embalse de regulación de la central de Río Lindo. 98 % ejecutado.
- realización del inventario técnico de los equipos y dispositivos mecánicos de la central de Río Lindo. 98 % ejecutado.
- Realización del inventario técnico de los equipos y dispositivos eléctricos de la central de Río Lindo. 100 % ejecutado.

- Realización del inventario técnico de los equipos y dispositivos mecánicos de la central de Cañaveral. 100 % ejecutado.
- Realización del inventario técnico de los equipos y dispositivos eléctricos de la central de Cañaveral. 100 % ejecutado.
- Determinación del alcance preliminar del mantenimiento mayor a realizarse a las centrales de Cañaveral y Rio Lindo.
- Levantamiento de planos eléctricos y elaboración de planos en formato digital de la central Rio Lindo. 50% ejecutado.
- Recopilación de planos, elaboración de archivos y copia electrónica de planos mecánicos de los equipo de la central de Cañaveral y Rio Lindo.
- Elaboración del diseño y especificaciones técnicas para la ampliación del almacén de cañaveral. 100% ejecutado.
- Elaboración del diseño de la ampliación de la pista de rodadura de la grúa puente de la central Cañaveral. 60 % ejecutado.

e) **Central El Nispero**

c.2 Ejecutar el Proyecto "Mejoras al Sistema de Generación y Seguridad de la Central Hidroeléctrica El Nispero", esta actividad permite operar y mantener la Central.

A diciembre 2013, no presenta avance físico debido a que las ordenes de trabajo no fueron aprobados para el año en mención; no obstante, la ejecución presupuestaría indica que se destino 2,340.10 miles de Lempiras.

### VII.3 PROGRAMA DE TRANSMISIÓN

A continuación, se presentan las principales metas y actividades del sistema de transmisión y transformación de energía eléctrica, entre las cuales podemos mencionar los proyectos del Área de Transmisión Noroccidental y Centro Sur, el proyecto Apoyo a la Electrificación Rural y al Sector Energía, que contribuyen al fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional.

#### a) Transmisión de Energía Eléctrica

1. Transformar y transmitir de las plantas de generación alrededor 8,156,840 MWh a las Subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución para el año 2013.

En el año 2013 se transformó y transmitió 7,949,240 MWh de los centros de producción al sistema interconectado nacional.

#### b) Red de Transmisión Nor- Atlántico

1. Dar mantenimiento a los equipos instalados en el subsistema eléctrico de Transmisión de la Región Noroccidental del país en un 100%, a fin de garantizar un servicio continuo y eficiente.

Durante el año 2013, el mantenimiento se dio en un 53%, priorizándose las tareas debido a las dificultades financieras que durante el 2013 afrontó la Empresa. Entre las actividades desarrolladas destacan:

Actividad	Unidad de medida	Meta 2013	Ejecución 2013	% ejec
Control preventivo mensual del equipo de las subestaciones del área.	Realizar Visita # 1 a subestaciones	32	29	91%
Mantenimiento preventivo a interruptores, seccionadoras y equipo asociado de 230, 138, 69 y 34.5 kV	Visita # 2: Mantenimiento sacando de operación los equipos.	6	6	100%
Mantenimiento preventivo anual de interruptores en SF6 y de vacío en 13.8 kV	Visita # 2: Mantenimiento sacando de operación los equipos	3	3	100%
Mantenimiento preventivo a unidades transformadoras de potencia 230,138y 36 kV, a través de 46 visitas #2.	Visita # 2: Mantenimiento sacando de operación los equipos.	1	1	100%
Mantener en condiciones óptimas esquemas y equipos de protección, medición y control de las subestaciones del área para asegurar el continuo y eficiente suministro de	Realizar visitas # 1: (sin sacar de operación) a subestaciones	69	13	18.8%

energía				
Realizar inspección escalada de 330 kms Construidos de las líneas de transmisión de 34.5 y 69Kv	Kilómetros	330	3.8	1%
Realizar inspección escalada en torres de celosía de 812 kms de las líneas de 138 y 230KV	Kilómetros	812	126.4	16%

2. Ejecutar el proyecto Mejoras a la Transmisión Nor-Atlántico.

Con relación a esta meta, durante el año 2013, las órdenes de trabajo no fueron aprobadas. No obstante, la ejecución presupuestaría presenta una ejecución de 14,494.80 miles de Lempiras.

c) **Red de Transmisión Centro Sur**

1. Dar mantenimiento a los equipos instalados en el subsistema eléctrico de Transmisión de la Región Centro Sur del país en un 100%, a fin de garantizar un servicio continuo y eficiente:

Durante el año 2013, la operación y el mantenimiento se logro en un 100%. Entre las actividades destacan las siguientes:

Actividad	Unidad de medida	Meta 2013	Ejecución 2013	% Ejec
Mantener en condiciones óptimas esquemas y equipos de protección y medición de las subestaciones del área para asegurar el continuo y eficiente suministro de energía	Realizar visitas # 1: (sin sacar de operación los equipos) de subestaciones del área Centro Sur	243	345	142
	Realizar Vales de trabajo: (sacando de operación los equipos) de subestaciones del área Centro Sur	39	180	462
Inspecciones y vales de trabajo mensuales a todas las subestaciones del área	Realizar visitas # 1: (sin sacar de operación los equipos) de subestaciones del área Centro Sur	186	180	97
Mantenimiento preventivo a unidades transformadoras de potencia	Visita # 2: Mantenimiento sacando de operación los equipos.	14	82	586
Mantenimiento preventivo a interruptores, seccionadoras y equipo asociado de 230, 138, 69, 34.5 y 13.8 kV.	Visita # 2: Mantenimiento sacando de operación los equipos.	157	104	66

Mantenimiento de líneas 69, 138 y 230 kV	Tramos	409	246	60
Recopilación de datos del consumo de energía eléctrica en circuitos de distribución, transmisión, servicio propio, y transformadores de potencia	Medidores	2088	2088	100
Registro de operación de las subestaciones de Santa Fe, Suyapa, Pavana y Central Santa María del Real	Hoja de registro	364	243	67

2. Ejecutar el proyecto Mejoras a la Red de Transmisión Centro Sur.

Al finalizar la gestión 2013, las órdenes de trabajo no fueron aprobadas por parte de la Gerencia. No obstante, la ejecución financiera indica que se destinaron 263.8 miles de Lempiras que corresponden a gastos de años anteriores que estaban pendiente de pago.

3. Concluir la ejecución del proyecto Apoyo a la Electrificación Rural y al Sector Energía BID-1584/SF-HO, cuyo objetivo es mejorar la eficiencia del sector eléctrico y contribuir a mejorar las condiciones de vida de la población más pobre a través de la electrificación rural.

El proyecto consiste en la adquisición y localización de equipos de compensación reactiva para los sistemas de 34.5 kV y 69 kV, además se instalarán dos nuevas subestaciones de 69/34.5 kV (Erandique y Chichicaste) y se construirán dos líneas de subtransmisión a 69 kV, entre otras.

Al finalizar el 2013 presentó un avance físico anual del 57%, destinándose 76,453.9 miles de Lempiras, la baja ejecución se debe a retrasos por parte del contratista a quienes se les autorizó una ampliación de plazo al contrato para finalizarlo el 26 de diciembre de 2013 específicamente en la obra construcción Líneas 69 kV, "Danli-Chichicaste" y "Las Flores-Erandique" cuyo avance físico de obra del 91%. Adicional a esto, el proyecto presenta déficit después de algunos ajustes por procesos de adquisición que han alcanzado la suma de US\$1.6 Millones, sin embargo debido a incrementos de obra y suministros de los contratos firmados y en ejecución, así como los que están en la etapa del cierre técnico-financiero, se estima que el déficit alcanzará la suma de US\$ 2.2 millones al cierre de todas las obras, por lo que la Empresa trabaja en la identificación de los recursos para cubrirlo.

No obstante, el avance físico acumulado del proyecto es del 92.63%. Las obras son las siguientes:

Actividad	Unidad de medida	Meta Anual	Ejec.	% de ejecución
Construcción de 97 kilómetros de línea de transmisión 69 kV	Kms.	25	16.49	17%
Construcción de 23 kilómetros de línea de transmisión 138 kV	Kms.	2.5	2.53	11%
Ampliación de subestaciones en las Flores y Danlí	Porcentaje de ejecución	25%	25%	100%
Supervisión Ambiental de las obras de construcción de líneas de 69 kV y 138 kV	Porcentaje de ejecución	32%	15.4%	25%
Implementación Nuevo Sistema SCADA-EMS	Porcentaje de ejecución	18%	18%	100%
Auditoría financiera realizada	Porcentaje de ejecución	34%	34%	100%
Auditoría ambiental realizada	Porcentaje de ejecución	90%	25%	22%
Consultoría de mitigación	Documento	1	0.8	80%

- Concluir el proyecto Apoyo a la Electrificación Rural y al Sector Energía BID-2016/BL-HO, con el objetivo de asegurar el suministro de energía de manera confiable y eficiente para satisfacer la demanda creciente de la población y el crecimiento económico del país en el mediano plazo.

El proyecto consiste en la construcción de la subestación de Amaratéca 230/138/34.5 KV que incluye un transformador trifásico de tres unidades 200/150/50 MVA así como la construcción de bahías y torres de acceso y equipos de interrupción; la ampliación de la subestación del Zamorano con la adición de un transformador a 69/34.5 KV con una capacidad de 30 MVA.

A diciembre 2013 el avance físico del proyecto es del 95%, destinándose para el año en mención la cantidad de 142,207.10 miles de Lempiras; no obstante, el contrato de la construcción de la subestación Amaratéca finalizó el 11 de abril de 2013 y no se le autorizó al contratista prorrogar al contrato por lo que se le está deduciendo por cada día de atraso la indemnización por demora la cantidad de US\$ 715.

A continuación se detallan las actividades:

Actividad	Unidad de medida	Meta Anual	Ejec.	% de avance
Capacidad adicional en transformación de 230/138KV disponible en Amaratéca, 150 MVA	Porcentaje de ejecución	52%	31%	79%
Capacidad adicional en transformación en Zamorano, 30MVA instalados	MVA	30	30	100%
Supervisión Construcción SE Amaratéca y Ampliación SE Zamorano	Porcentaje de ejecución	45%	45%	100%
Transformación corporativa: Apoyo para la Implementación de las Recomendaciones de Control Interno y Elaboración de los Estados Financieros de la ENEE conforme con los Requerimientos de la Auditoría Independiente	Porcentaje de ejecución	20%	20%	100%

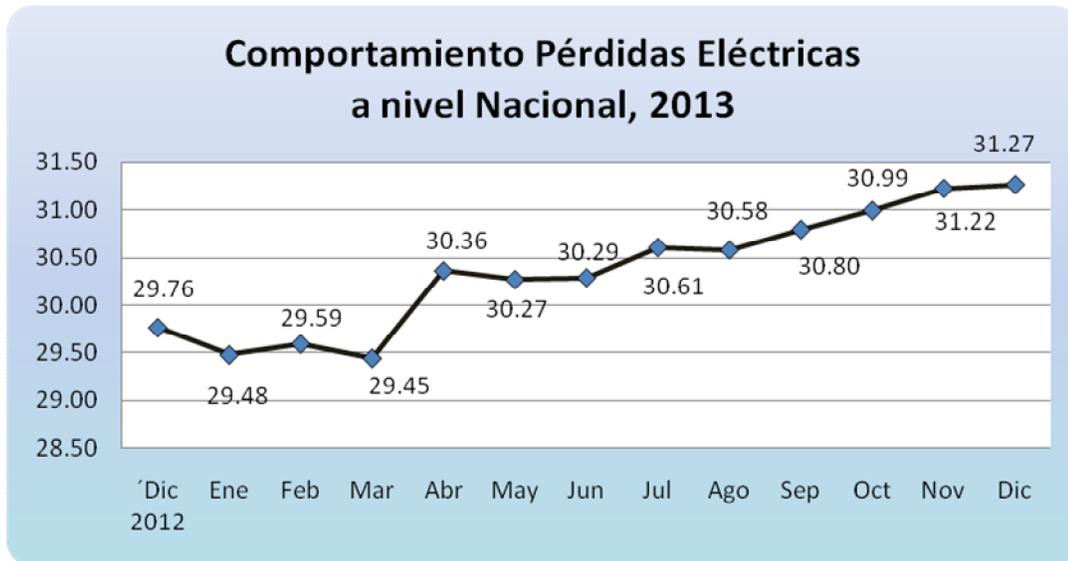
## VII.4 PROGRAMA DE DISTRIBUCIÓN

Se presentan las principales metas y actividades a desarrollar con la finalidad de brindar un servicio de energía eléctrica continuo. En las áreas de administración, comercial y distribución, como se detalla a continuación:

### a) Administración

1. Reducir el nivel de pérdidas eléctricas en 3%, lo que vendrá a contribuir con incremento en los ingresos producto de pérdidas convertidas en ventas equivalente a L. 840.0 millones durante el 2013.

Pese a los esfuerzos realizados y la poca disponibilidad financiera, no fue posible cumplir con la meta propuesta de reducir el 3% anual; las acciones encaminadas permitieron detener el comportamiento creciente de las pérdidas eléctricas totales a nivel nacional, situándose las mismas a diciembre 2013 en 31.27%.

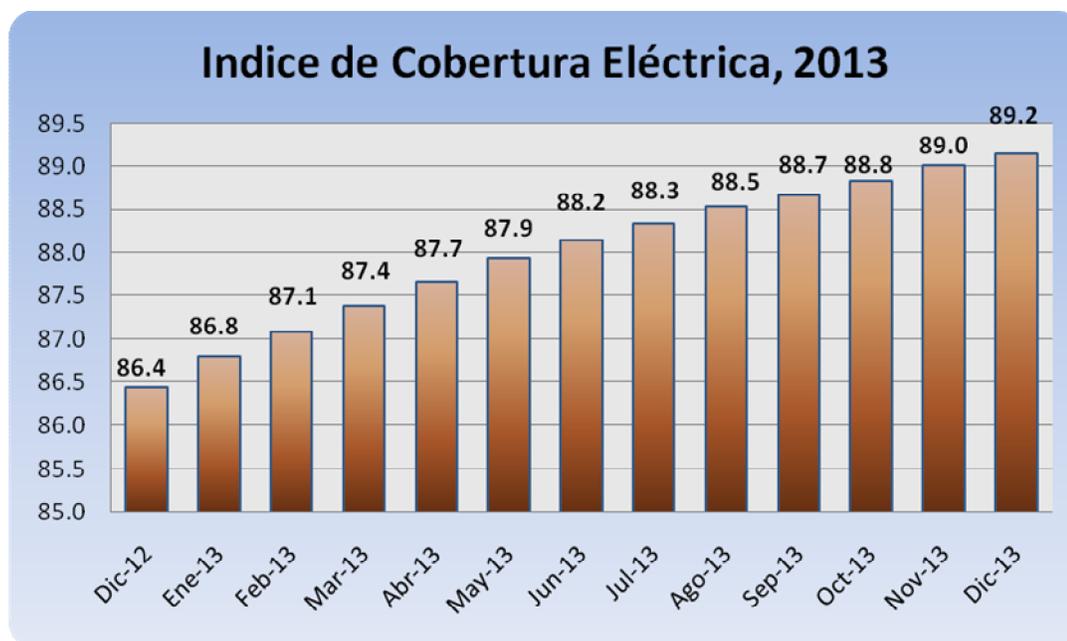


Entre las acciones desarrolladas para reducir las pérdidas no técnicas están:

- Ajustes netos de energía por hurto
- Eliminación de servicios directos ilegales
- Revisiones de anomalías reportadas por SEMEH
- Revisiones reportadas por Transparencia, y
- Anomalías corregidas a medidores e instalaciones, entre otras.

- Ampliar el nivel de cobertura eléctrica nacional a 89.18% para el año 2013.

Con relación a esta meta, a diciembre de 2013 la cobertura es de 89.15%, un mejor detalle se muestra en el siguiente gráfico:



#### **b) Comercialización**

- Incrementar el número de abonados totales de ENEE a 1,508,850 para el año 2013.

A diciembre la meta ejecutada es de 1,512,338 meta cumplida en un 100.2%.

- Entregar en concepto de ventas de energía eléctrica para el año 2013, un estimado de 5,668,748.2 MWh.

A diciembre 2013, la demanda por el servicio de energía eléctrica fue de 5,452,544.8 MWh, con relación al dato proyectado la misma se cumplió en un 96.19%.

Un mayor detalle se puede observar en el siguiente cuadro:

<b>VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA</b>			
<b>(En MWh)</b>			
<b>Sectores</b>	<b>Proyectado 2013</b>	<b>Ejecutado 2013</b>	<b>% de crecimiento</b>
Residencial	2,291,611.4	2,217,376.2	96.76
Comercial	1,398,185.2	1,378,423.8	98.59
Industrial	647,993.3	605,333.7	93.42
Altos Consumidores	916,622.5	843,089.1	91.98
Otros (Alumbrado Público, Gob, Entes Aut., Municipales)	414,335.8	408,322.0	98.55
<b>Total</b>	<b>5,668,748.2</b>	<b>5,452,544.8</b>	<b>96.19</b>

c) **Distribución.**

**c.1 Red de Distribución Centro Sur**

1. Ejecutar el proyecto de Electrificación Social con asignación del Congreso Nacional para el Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE), que consiste en suministrar energía eléctrica a 50 comunidades del país, beneficiando a 2,500 nuevos abonados (viviendas).

A diciembre 2013, han sido beneficiadas 600 comunidades de las cuales 17,795 casas y 92,534 abonados a quienes se les ha asignado y entregado material, destinándose 262,529.4 miles de Lempiras.

2. Ejecutar el proyecto Construcción y Mejoras al Sistema de Distribución de la región Centro Sur.

Al mes de diciembre 2013, se destinaron 9,131.6 miles de Lempiras, con un avance físico del 30%, la baja ejecución responde a la falta de disponibilidad presupuestaria para aprobar todas las ordenes de trabajo planificadas.

Un mejor detalle se muestra a continuación:

Obras	Unidad de Medida	Meta Anual	Ejecución 2013
Conversión de voltaje de Pespire, instalación de 35 transformadores, 50 KVA; 5km de línea primaria	Porcentaje de ejecución	100	100%
Automatización de equipo de distribución	Porcentaje de ejecución	100	28%
Instalación y protección equipo de distribución	Porcentaje de ejecución	100	60.80%
Pavimentación calle Acceso a la Subestación La Cañada y al Centro de Telegestión y Telecontrol SCADA Distribución C.S	Porcentaje de ejecución	100	0%

3. Contribuir en un 100% a la operación y mantenimiento de la red de distribución Centro Sur.

Con relación a esta meta, la misma se cumplió en un 50.3%, en el desarrollo de las siguientes actividades:

Obras	Unidad de Medida	Meta Anual	Ejecución 2013	% Ejec
Limpieza de brechas	Kms.	1,087	411	37.8
Comaleo de postes	Postes	23,417	6694	28.6
Mantenimiento general de circuitos de distribución	Kms.	2,149	555	25.8
Instalación de transformadores	Transformadores	688	329	47.8
Mantenimiento de transformadores	Transformadores	1458	1,535	105.3
Reparación de luminarias	Luminarias	6,185	3,177	51.4
Instalación de luminarias	Luminarias	3,580	770	21.5
Instalación de restauradores	Restauradores	75	20	26.7
Instalación de seccionalizadores	Seccionalizadores	51	12	23.5
Ampliación de línea primaria	Kms.	133	27.23	20.5
Ampliación de línea secundaria	Kms.	250	141	56.4
Instalación de medidores	Medidores	18,650	8,005	42.9
Reemplazo de medidores	Medidores	7,520	3,511	46.7
Mantenimiento de RTU de Subestaciones	Porcentaje de ejecución	100	121	121
Mantenimiento de RTU de Postes	Porcentaje de ejecución	100	100	100

**c.2 Red de Distribución Noroccidente**

1. Ejecutar el proyecto Construcción y Mejoras al Sistema de Distribución de la región Noroccidente.

Durante el año 2013, se destinaron 43,219.1 Miles de Lempiras, con un avance físico del 131%. Un mejor detalle se muestra a continuación:

Obras	Unidad de Medida	Meta Anual	Ejecución 2013	% Ejec
Instalación de Transformadores	Transformadores	342	378	110.53%
Instalación de Luminarias	Luminarias	3,000	4,889	162.97%
Instalación de Medidores	Medidores	16,404	18,221	111.08%
Kms línea Secundaria	Kilómetros	78	176	226.17%
Kms línea Primaria	kilómetros	100	46	46.02%

2. Contribuir en un 100% a la operación y mantenimiento de la red de Distribución Noroccidental.

Con relación a esta meta, la misma se cumplió en un 214%, en el desarrollo de las siguientes actividades:

Obras	Unidad de Medida	Meta Anual	Ejecución 2013	% Ejecución
Limpieza de brechas	Kms.	2,839	2,186	77
Comaleo de postes	Postes	4,590	6,793	148
Mantenimiento general de circuitos de distribución	Kms.	2,725	2,453	90
Instalación de transformadores	Transformadores	342	380	111
Mantenimiento de transformadores	Transformadores	457	1,234	270
Reparación de luminarias	Luminarias	10,500	12,810	122
Instalación de luminarias	Luminarias	3,000	4,890	163
Instalación de restauradores	Restauradores	2	17	850
Ampliación de línea primaria	Kms.	99.6	46	46
Ampliación de línea	Kms.	78	176	226

secundaria				
Instalación de medidores	Medidores	16,404	18,208	111
Reemplazo de medidores	Medidores	1,186	4,127	348

### c.3 Red de Distribución Litoral

1. Ejecutar el Proyecto Construcción y Mejoras al Sistema de Distribución de la Región Litoral Atlántico.

Al mes de diciembre 2013, se destinaron 6,683.3 miles de Lempiras, con un avance físico del 99.5%

Obras	Unidad de Medida	Meta 2013	Ejecución 2013	% Ejec
Adquisición e instalación de Luminarias en La Ceiba y alrededores	Lámparas instaladas	800	202	25.25
Mejoras Sistemas de Distribución en La Ceiba y alrededores	Kilómetros Primarios (1F+N) en Mejoras ENEE	24	12.51	52.13
	Kilómetros Secundarios en Mejoras ENEE	12	7.15	59.61
	Instalación de Transformadores de diferente capacidad	20	23	115
	Instalación de postes	180	158	87.78
Instalar 800 lámparas necesarias para dotar a la ciudad de Tela, Tocoa, Trujillo, Olanchito y alrededores de una iluminación adecuada	Lámparas instaladas	800	486	60.75
Engrosamiento de conductor de los circuitos eléctricos de los sistemas eléctricos de Tela, Tocoa, Trujillo y Olanchito	Kilómetros construidos	24	11.15	46.5
Mejoras de sistemas de distribución en los sistemas eléctricos de Tela, Tocoa, Trujillo y Olanchito.	Kilómetros de secundario mejorado	12	8.76	73.0
	Instalación de transformadores de diferentes capacidades	20	40	200
	Instalación de postes	180	495	275.0

2. Contribuir en un 100% a la operación y mantenimiento de la red de distribución Litoral Atlántico.

Con relación a esta meta, la misma se cumplió en un 53%, en el desarrollo de las siguientes actividades:

Obras	Unidad de Medida	Meta Anual	Ejecución 2013	% Ejec
Limpieza de brechas	Kms.	1,110	678	61.1
Comaleo de postes	Postes	2,445	1,151	47.1
Mantenimiento general de circuitos de distribución	Kms.	1,040	566	54.4
Instalación de transformadores	Transformadores	108	66	61.1
Mantenimiento de transformadores	Transformadores	496	407	82.1
Reparación de luminarias	Luminarias	4,080	2,903	71.2
Instalación de luminarias	Luminarias	720	321	44.6
Instalación de restauradores	Restauradores	11	7	63.6
Ampliación de línea primaria	Kms.	20	7	35.0
Ampliación de línea secundaria	Kms.	19	5	26.3
Reemplazo de medidores	Medidores	156	56	35.9