



UNIVERSIDAD CENTROAMERICANA

**PROGRAMA DE ESPECIALIZACION EN GERENCIA FINANCIERA
(PEGF)**

**INVERSION PÚBLICA EN PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE
NICARAGUA PARA LOS AÑOS 2008 - 2009**

**ELABORADO POR
*FRANKLIN DIMAGGIO GONZÁLEZ SEQUEIRA***

**Managua, Nicaragua
Octubre, 2010.**

ÍNDICE

CAPÍTULO	PÁGINA
I. RESUMEN EJECUTIVO.....	1
II. INTRODUCCIÓN.....	2
III. ANÁLISIS MACROAMBIENTAL.....	5
III.1 AMBIENTE DEMOGRÁFICO.....	5
III.2 AMBIENTE ECONÓMICO.....	6
III.3 AMBIENTE NATURAL.....	7
III.5 AMBIENTE POLÍTICO.....	8
IV. CARACTERIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN NICARAGUA.....	10
V. INVERSIÓN PÚBLICA EN PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL DE NICARAGUA PARA LOS AÑOS 2008 - 2009.....	23
V.1 PROYECTO PCH.....	23
V.2 PROYECTO PERZPAC.....	29
V.3 PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	33
V.4 PROYECTO FAROL – ER.....	38
VI. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN NICARAGUA Y SUS ASPECTOS LEGALES.....	44
VII. CONCLUSIONES.....	51
VIII. RECOMENDACIONES.....	51
BIBLIOGRAFÍA.....	52
ANEXOS.....	53

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
3.1 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN GWH.....	7
3.2 APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL ENERGETICO.....	8
4.1 PLANTAS GENERADORAS DE ENERGIA ELETRICA.....	16
4.2 DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA.....	17
4.3 PARTICIPACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	21
5.1 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2008 PROYECTO PCH.....	28
5.2 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2009 PROYECTO PCH.....	29
5.3 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2008 PROYECTO PERZPAC....	32
5.4 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2009 PROYECTO PERZPAC....	33
5.6 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2008 PROYECTO RURAL.....	37
5.7 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2009 PROYECTO RURAL.....	38
5.8 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2008 PROYECTO FAROL.....	43
5.9 COMPARATIVO PRESUPUESTO 2009 PROYECTO FAROL.....	43

ÍNDICE DE ANEXOS

FIGURA		PÁGINA
5.5	LOGROS PROYECTO ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	53
6.1	ORGANIGRAMA DEL SECTOR ENERGETICO.....	54

I. RESUMEN EJECUTIVO

La inversión en el sector energético en Nicaragua durante el año 2009 fue de US\$ 222.4 millones lo que representa un crecimiento de un 3.63% en relación al año 2008 que fue de US\$ 214.60 millones, esto indica el nivel de importancia que tiene para el Gobierno de Nicaragua la inversión en este sector para generar el crecimiento, ya que a través de los proyectos de electrificación rural se beneficia a las comunidades rurales en el desarrollo económico y familiar por la generación indirecta de empleos y suscita entre los inversionistas nacionales y extranjeros mayor interés para la creación de pequeñas empresas en las comunidades y reducir los niveles de pobreza en Nicaragua. La inversión en el sector energético genero 147.5 (GHW) de más en relación al año anterior, equivalente a un 4.65% relativamente cercano al crecimiento en la inversión.

Con el análisis de los cuatro proyectos de electrificación rural concluimos que se atendieron a 105 comunidades, con un total de 5,132 viviendas beneficiando a 41,060 habitantes rurales, se construyeron 173.4 kilómetros de red eléctrica y se instalaron Pequeñas Centrales Hidroeléctricas a nivel nacional, con una inversión total de C\$ 121,051,980.60 millones en el año 2008 y C\$ 143,124,093.59 millones en el año 2009, con una inversión total de C\$ 264,176,074.19 millones de los cuales el 20.69% fue con fondos del Gobierno Central y el 79.31% restante con donaciones externas de los países de Canadá, Suiza, Alemania y los bancos internacionales Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Banco de Desarrollo Interamericano (BID) y Banco Mundial.

Con la problemática presentada en la ejecución de cada proyecto rural, sugerimos que los desembolsos para la ejecución financiera de cada proyecto se realicen en tiempo y forma para no atrasar la adquisición de materia prima para la construcción de las obras a electrificar, y que las construcciones inicien en temporada de verano para no ser afectados por las lluvias invernales.

II. INTRODUCCION

El objetivo del presente trabajo es elaborar un análisis financiero comparativo de los años 2008-2009 de los proyectos de electrificación rural para determinar los problemas encontrados en la ejecución financiera, y proponer medidas correctivas que sirvan de referencia para implementar procedimientos más efectivos en la ejecución de las fases subsiguientes de cada proyecto.

Nicaragua tiene un bajo consumo energético per cápita además de una baja eficiencia energética. Según información del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el porcentaje de población con acceso a la energía eléctrica se ha mantenido relativamente estable, a excepción de los años 1980 y 2002, cuando se comenzaron a destinar más recursos para la ejecución de proyectos de electrificación rural.

Otro aspecto importante del consumo de energía eléctrica es que la mayoría de los clientes urbanos del sector residencial, alrededor del 83%, consumen menos de 150 KWH por mes. Como se explica más adelante, en las poblaciones rurales que cuentan con generación diesel, el consumo máximo es de 90 KWH por mes.

En el 2005, el consumo final de energía alcanzó los 2,418.00 miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), de los cuales el 59.6% corresponde a fuentes “tradicionales” como la biomasa, mientras el resto corresponde a fuentes “modernas”.

Para el 2008 el país tenía un índice de cobertura eléctrica del 63.4%. Además del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y tomando en cuenta que el país no ha tenido suficientes inversiones en nuevas plantas de generación con respecto al crecimiento de la demanda de energía eléctrica, el país cuenta con 34 sistemas aislados a base de diesel en las Regiones Autónomas del Atlántico

Norte y Sur y en Jinotega. Son administradas por la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), adscrita al Ministerio de Energía y Minas, y operadas a través de agencias que ENEL tiene en diversos municipios.

De acuerdo a cifras obtenidas en el Censo de Población y de Viviendas realizado en 2005, a nivel nacional existen 978,335 viviendas de las cuales 669,051 están electrificadas, equivalente a un 68.3% y el resto de la población rural carece de energía eléctrica.

Con la política de electrificación rural impulsada actualmente en el país, se espera incrementar la cobertura eléctrica del país del 55.2% en el año 2002 al 71.2% en el año 2013, beneficiando a una población de aproximadamente 1.6 millones de habitantes. De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua, se requerirá de US\$ 250,000 millones para alcanzar esa meta en los próximos 4 años.

El alcance de este documento incluye la determinación de la factibilidad técnica y económica de instalaciones y distribuciones de redes eléctricas para zonas rurales. Incluyendo la mejor ubicación de las mismas, el precio de capacidad a ser negociado en el contrato de compra/venta de potencia y recomendaciones sobre estudios adicionales que son necesarios para los distintos proyectos de electrificación rural.

Dentro de las limitantes presentadas en el desarrollo del trabajo fue la obtención de la información financiera (presupuestada vrs ejecutadas), y estadística que ha ejecutado cada proyecto, por tratarse de información confidencial de la Institución, pero le solicitamos al Director de Inversiones apoyo para obtener a través de los Supervisores de cada proyecto la información necesaria que está siendo reflejada en el desarrollo del trabajo de investigación.

La metodología utilizada fue una investigación a través de fuentes secundarias de información, las cuales consistieron en publicaciones del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), Ministerio de Energía y Minas (MEM), Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARENA) y el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

El documento está estructurado en siete capítulos, y a continuación se presenta un breve resumen de su contenido:

En el capítulo I, Resumen Ejecutivo, se presenta una síntesis del análisis de los proyectos de electrificación rural, incluyendo las conclusiones y recomendaciones más importantes.

El capítulo II, Introducción es como un preámbulo que abarca los objetivos del trabajo, el alcance, la justificación, las limitaciones, así como la metodología utilizada y el sumario por capítulo.

El capítulo III, Análisis Macro Ambiental, describe los factores económicos, demográficos, políticos y ambientales que tienen mayor incidencia en la industria de generación eléctrica nicaragüense, entre ellos la Ley 272, Ley de la Industria Eléctrica y las regulaciones ambientales locales e internacionales aplicables a este sector industrial.

En el capítulo IV, Caracterización de la Industria Eléctrica en Nicaragua, se realiza un análisis de la oferta y la demanda de energía eléctrica en el país, así como las proyecciones de crecimiento. Además, se describe la estructura del mercado energético nicaragüense.

El Capítulo V, Inversión Pública en Proyectos de Electrificación Rural de Nicaragua para los años 2008-2009 se determina modo de ejecución financiera logros, problemática, medidas correctivas de cada proyecto, así como el

presupuesto a través de las distintas fuentes de financiamiento con fondos del Gobierno de Nicaragua, donaciones externas y préstamos.

El Capítulo VI, Estructura Organizativa de la Industria Eléctrica en Nicaragua y sus Aspectos Legales, se presenta el organigrama de cómo está conformado la estructura organizativa indicando la cadena de mandos y entidades reguladoras así como las funciones de cada ente regulador.

El Capítulo VII, Conclusiones del Análisis Externo, describe las principales conclusiones del Análisis Macro ambiental y del Análisis de la Industria en base a las oportunidades y amenazas identificadas. Además, se determina la demanda potencial para este tipo de proyecto.

El capítulo VIII, Recomendaciones, identifica las acciones a ejecutar para continuar con el desarrollo de los proyectos y los estudios adicionales recomendados.

III ANÁLISIS MACROAMBIENTAL

En este capítulo se describe lo relacionado a los factores económicos externos que tienen mayor incidencia en la industria del sector energético de Nicaragua.

III.1 AMBIENTE DEMOGRÁFICO

Nicaragua es el país de América Central que posee la generación de electricidad más baja, así como el porcentaje más bajo de población con acceso a la electricidad. El proceso de desagregación y privatización de la década de los 90 no alcanzó los objetivos esperados, lo que resultó en muy poca capacidad de generación agregada al sistema. Esto, junto a su gran dependencia del petróleo para la generación de electricidad (la más alta de la región), provocó una crisis energética en 2006 de la cual el país todavía no se ha recuperado por completo.

El sistema de electricidad abarca el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que cubre más del 90% del territorio donde vive la población del país (las zonas del Pacífico, del centro y del norte). Las restantes regiones están cubiertas por sistemas de generación aislados. El proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central) integrará la red eléctrica del país con el resto de los países de América Central y se espera que mejore la confiabilidad en el abastecimiento y reduzca los costos.

III.2 AMBIENTE ECONÓMICO

La inversión en el año 2009 fue de US\$ 222.4 millones lo que representa un crecimiento de un 3.63% en relación al año 2008 que fue de US\$ 214.6 millones.

Nicaragua depende en gran medida del petróleo para la generación de electricidad: dependencia del 75% comparado con el promedio de 43% de los países de América Central. En 2006, el país tenía una capacidad instalada nominal de 751,2 MW de la cual el 74,5% correspondía a generación térmica, el 14% a generación hidroeléctrica y el 11,5% a generación geotérmica. El 70% de la capacidad total se encontraba en manos privadas.

La generación de electricidad bruta era de 3.140 GWh, de los cuales el 69% provenía de fuentes térmicas tradicionales, el 10% de plantas térmicas de bagazo, el 10% de energía hidroeléctrica y el 10% de fuentes geotérmicas. El 1% restante corresponde a la electricidad generada en los sistemas "aislados". El desglose detallado de la generación de las diferentes fuentes es el siguiente:

**FIGURA 3.1
GENERACION DE ELECTRICIDAD EN GWh**

Fuente	Generación (GWh)	Generación %
Hidroeléctrica (pública)	307	9.80%
Térmica (pública): fuel oil	199	6.30%
Térmica (privada): fuel oil	1883	60%
Térmica (privada): bagazo	323	10.30%
Turbinas de gas (pública) - diesel	71	2.30%
Turbinas de gas (privada) - diesel	0.82	0.02%
Geotérmica	311	9.90%
Sistemas aislados	42	1.30%

Fuente: Estadísticas del INE

A pesar de que la capacidad instalada nominal ha aumentado a 113 MW desde 2001, la capacidad efectiva ha aumentado sólo en 53 MW y permaneció en 589 MW en 2006. La gran diferencia entre la capacidad nominal y la efectiva se debe a la existencia de plantas térmicas antiguas que no funcionan correctamente y que deberían ser renovadas o reemplazadas.

III.3 AMBIENTE NATURAL

Nicaragua presenta una extensión territorial de 130,373.4 kilómetros cuadrados, cuenta con ríos, lagos, volcanes y cascadas. El clima es tropical con temperaturas máximas y mínimas que oscilan entre un 41.6 y 17 grados centígrados. Cuenta con 28 volcanes de los cuales un 25% se encuentran activos y el restante 75% están inactivos.

En el año 2008 la generación total de energía en el país fue de 2,973,116.41 MWh, de los cuales el 58% fue generada a través de energía térmica bünquer privada, el 14% hidroeléctrica, 11% geotérmica, 8% térmica bünquer estatal, 7% a través de biomasa y el 2% térmica diesel.

En Nicaragua existe poco aprovechamiento del potencial energético proveniente de fuentes renovables, debido a que la generación hidroeléctrica está siendo aprovechada un 4.9% del potencial disponible, la energía geotérmica un 2.47%, la energía eólica un 2.5 y la Biomasa un 30% según el siguiente detalle:

FIGURA 3.2
APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL ENERGETICO

Tipo de Generación	Potencial disponible (MH)	Capacidad Instalada (MH)	Capacidad Efectiva (MH)	% de aprovechamiento
Hidroeléctrica	2,000	100	98	4.9%
Geotérmica	1,500	70	37	2.5%
Eólica	800	39.9	20	2.5%
Biomasa	200	60	60	30%
Totales	4,500	270	215	4.78%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARENA) es el organismo a cargo de la conservación, protección y uso sostenible de los recursos naturales y del medio ambiente. La Comisión Nacional de Cambio Climático fue creada en 1999.

OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) estimó que las emisiones de CO₂ por la producción de electricidad en 2003 fueron de 1,52 millones de toneladas de CO₂, lo que representa el 39% del total de las emisiones del sector energético. Esta elevada contribución de emisiones de la generación de electricidad, en comparación con otros países de la región, se debe al alto porcentaje de generación térmica.

III.4 AMBIENTE POLITICO

A comienzos de los 90, el gobierno de la presidenta Violeta Chamorro comenzó la reforma del sector eléctrico con el objetivo de asegurar una cobertura eficiente de la demanda, promover la eficiencia económica y atraer los recursos para la ampliación de la infraestructura. En 1992, la ley autorizó al INE negociar contratos y concesiones con inversores privados. La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) se creó en 1994 como compañía pública

a cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y de la coordinación de las operaciones antes asignadas al INE. El INE mantuvo las funciones de planificación, elaboración de políticas, regulación y fijación de impuestos.

El proceso de reforma se consolidó en 1998 con la Ley N° 272 (Ley de la Industria Eléctrica, LIE) y la Ley N° 271 (Ley Orgánica del INE). La reforma del INE condujo a la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que asumió las responsabilidades de elaboración de políticas y de planificación. La Ley N° 272 estableció los principios básicos para el funcionamiento de un mercado mayorista competitivo con la participación de compañías privadas.

La generación de electricidad, la transmisión y la distribución se desagregaron y se les prohibió a las compañías tener intereses en más de una de esas tres actividades. ENEL se reestructuró en cuatro compañías de generación (HIDROGESA, GEOSA, GECSA y GEMOSA); dos compañías de distribución (DISNORTE y DISSUR), ambas adquiridas por Unión Fenosa y después fusionadas en una sola compañía; y una compañía de transmisión (ENTRESA, ahora ENATREL).

El proceso de privatización que comenzó en 2000 con una oferta pública de venta de acciones de las cuatro compañías de generación se complicó debido a problemas legales y a la falta de interés de los inversores. Como consecuencia de ello, ENEL mantuvo un papel más importante del que se esperaba en un principio. HIDROGESA quedó en manos públicas como único actor en la generación hidroeléctrica y sus ganancias sirven para financiar las pérdidas de GECSA, que posee las plantas térmicas que no atrajeron el interés privado, y los planes de electrificación rural en áreas aisladas.

Las reformas de los años 90 no lograron sus objetivos. Se esperaba que la privatización trajera inversión en nueva generación, pero se agregó muy poca capacidad en los años que siguieron a la reforma. Por otra parte, la capacidad de generación que se agregó en la década pasada ha dependido principalmente de los combustibles líquidos, con lo que el país es más vulnerable a las alzas de los precios del petróleo. Además, como se mencionó anteriormente, las pérdidas en distribución han permanecido en niveles muy altos (28%). La reforma también tuvo como objetivo implementar cambios graduales en las tarifas eléctricas que reflejaran los costos, algo que fue políticamente inviable.

En enero de 2007, poco después de que asumiera la presidencia Daniel Ortega, una nueva ley creó el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que reemplazó a la CNE. El nuevo ministerio heredó las responsabilidades de la CNE junto con algunas competencias adicionales del INE. Además, en agosto de 2007, se alcanzó un acuerdo entre Unión Fenosa y el nuevo gobierno de Nicaragua. El gobierno se comprometió a aprobar una ley para combatir el fraude, que ayudará a reducir las pérdidas de distribución y Unión Fenosa desarrollará un plan de inversión para el período que finaliza en 2012.

IV. CARACTERIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN NICARAGUA

El mercado eléctrico de Nicaragua está constituido por todo los agentes económicos (persona natural o jurídica), domiciliados en el país que realizan transacciones en el sector eléctrico bajo cualquier régimen de propiedad. Los agentes económicos se convierten en Agentes del Mercado (entregan y reciben energía del sistema Nacional de Transmisión) para participar y realizar operaciones en el Mercado Mayorista de Electricidad.

En el mercado mayorista de electricidad se compran y venden los siguientes productos: potencia y energía, estos se comercializan por medio de Mercado de Contratos y/o por el Mercado de Ocasión. Los servicios que se remuneran

en el mercado mayorista son: servicio de transmisión, servicios auxiliares y servicios de operación, despacho y administración del mercado.

Mercado de Contratos

Pueden ser acordados para comprar potencia y energía, solamente para la potencia o la energía. Las cantidades de potencia o de energía contratadas por día, por hora o por la estación pueden variar.

En el mercado de contratos se diferencian dos tipos de contratos de acuerdo a las partes involucradas: Contratos de Suministro y Contratos de Generación. Por otra parte, de acuerdo a la localización de las partes se diferencian los siguientes tipos de contratos: Contratos Internos, Contratos de Importación y Contratos de Exportación.

Mercado de Ocasión o Mercado Spot

En este mercado resultan transacciones horarias de energía que corresponden a: (1) Para cada agente Consumidor, las diferencias entre su consumo registrado y la energía total comprometida a tomar de contratos. (2) Para cada Agente Productor, las diferencias entre su generación despachada realizada y la energía total comprometida a tomar de contratos.

Las transacciones de energía en el mercado de ocasión se realizan al precio horario de la energía. Los excedentes o déficit de productos (potencia y energía) y servicios (transmisión y servicios auxiliares) de cada agente son liquidados de manera automática por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Demanda

En 2006, la electricidad total vendida en Nicaragua aumentó un 5,5%, hasta 2.052 GWh, lo cual corresponde al consumo anual de 366 kWh per cápita. A continuación se muestran los porcentajes de consumo para los diferentes

sectores económicos: Residencial: 34%, Comercial: 31%, Industrial: 20%, Otros: 15%

Demanda frente al suministro

La demanda máxima desde el 2001 ha aumentado en Nicaragua a una tasa anual de aproximadamente un 4%, lo cual ha provocado un margen de reserva bajo (6% en 2006). Además, se espera que la demanda aumente al 6% anual durante los próximos 10 años, lo cual aumenta la necesidad de nueva capacidad de generación.

Acceso a la electricidad

En 2001, sólo el 47% de la población de Nicaragua tenía acceso a la electricidad. Los programas de electrificación desarrollados por la antigua Comisión Nacional de Energía (CNE) con recursos del Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial y el Fondo de Contravalor Suizo para la Electrificación Rural (FCOSER), han aumentado el acceso a un 55% (el 68% según el censo, que también tiene en cuenta las conexiones ilegales) en 2006. Sin embargo, esta cobertura todavía se encuentra entre las más bajas de la región. La cobertura en las áreas rurales es inferior al 40%, mientras que en áreas urbanas alcanza el 92%.

En 2004, la Comisión Nacional de Energía (CNE) desarrolló el Plan Nacional de Electrificación Rural (PLANER), que estableció objetivos y cifras de inversión para el período 2004-2013. Su objetivo es acercar la energía al 90% de las áreas rurales del país para finales de 2012. La Política de Electrificación Rural fue aprobada en septiembre de 2006 como guía principal para la implementación del PLANER.

Tipos de mercado

El agente gran consumidor es aquel consumidor de gran demanda servido a un voltaje igual o mayor a 13.8 Kv, con una carga concentrada no inferior a 1,000

Kw y le fue otorgada la habilitación de gran consumidor para realizar compras de energía en el mercado mayorista.

La energía es consumida por los siguientes sectores industriales y comerciales; residencial, agropecuario, comercio, público y servicios, industrias, transporte, otros.

Calidad del Servicio

En 2003, la cantidad media de interrupciones por cliente fue de 4 (el promedio ponderado para ALyC en 2005 fue de 13), mientras que la duración de las interrupciones por cliente fue de 25 horas (el promedio ponderado para ALyC en 2005 fue de 14). Sin embargo, la situación empeoró durante la crisis energética en 2006, cuando grandes zonas del país sufrieron apagones continuos y prolongados.

Pérdidas en distribución

En 2006, las pérdidas en distribución en Nicaragua fueron de 28,8%, las más altas de América Central junto con Honduras, cuyo promedio fue de 16,2%. Éste es uno de los problemas más graves a los que se enfrenta el sector en Nicaragua, ya que provoca pérdidas económicas muy grandes. Este problema se debe, en parte a la enorme cantidad de conexiones ilegales, de sistemas de medición alterados y a la poca capacidad de cobranza de las facturas.

Política y Regulación

El diagrama de los agentes del mercado eléctrico nacional nos muestra las instituciones rectoras del mercado eléctrico en cuanto los aspectos de: (a) establecimiento de políticas, estrategias y normativas, (b) regulación (c) otorgamiento de licencias y concesiones (d) administración comercial del mercado mayorista (e) programación operativa y despacho de la operaciones del sistema interconectado nacional y las interconexiones internacionales a través de la red de transmisión regional.

Así, las instituciones que conforman el marco institucional del mercado eléctrico nacional son las siguientes:

- Ministerio de Energía y Minas MEM (políticas y normativas).
- Instituto Nicaragüense de Energía INE (regulación del sector energético).
- Centro Nacional de Despacho de Carga CNDC (operación del sistema interconectado nacional y administrador del mercado mayorista de Nicaragua).

La integración regional energética de los países de América Central se está realizando a través de la Red de Transmisión Regional conformando un mercado regional de electricidad que funciona como un séptimo mercado superpuesto con los seis mercados nacionales existentes con operación/administración nacional.

Los agentes habilitados de cada país pueden realizar transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana de conformidad a las políticas y normativas establecidas por el ente regulador regional “Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) “ y operado & administrado por el Ente Operador Regional (EOR).

El marco jurídico del mercado eléctrico nacional está constituido por una serie de leyes, reglamentación de leyes, modificaciones a leyes y decretos, resoluciones emitidas por la Asamblea Nacional de Nicaragua, la Presidencia de la República, el Instituto Nicaragüense de Energía publicados oficialmente en La Gaceta diario oficial de la República de Nicaragua.

Productor de energía eléctrica

El agente productor es un agente económico que vende la generación de energía eléctrica a nivel mayorista, ya sea, producción propia o de terceros que comercializa. Incluye a los generadores, auto productor, cogeneradores y las importaciones.

En la actualidad hay un total de 11 agentes productores parte integrante del sistema interconectado nacional. Predominan las centrales termoeléctricas utilizando combustible fósil y en segundo lugar están las centrales a base de recursos renovables (hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas), siendo las siguientes:

1. Nicaragua Sugar Estates, Ltd. (NSEL)
2. Empresa Energética Corinto, Ltd (EEC)
3. Tipitapa Power Company, Ltd
4. Corporación Eléctrica Nicaragüense, S.A. (CENSA)
5. Generadora Eléctrica Central, S.A.(GECSA)
6. Generadora Eléctrica Occidental, S.A. (GEOSA)
7. Generadora Hidroelèctrica,S.A. (HIDROGESA)
8. Empresa Monte Rosa, S.A.
9. ORMAT Momotombo Power Co.
10. Polaris Energy, S.A.
11. Consorcio Eólico Amayo

Generación

En 2006, había 10 compañías de generación en el Sistema Interconectado Nacional, ocho de las cuales estaban en manos privadas. A continuación se describe la cantidad y tipo de plantas operadas por cada compañía:

**FIGURA 4.1
PLANTAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Tipo	Nombre de la compañía	Nº de plantas	Capacidad instalada (MW)
Pública		4	226.8
Energía hidroeléctrica	HIDROGESA	2	104.4
Energía Térmica	GECSA	2	122.4
Privada		9	524.4
Energía geotérmica	GEMOSA	1	77.5
	SJP	1	10
Energía térmica	CENSA	1	63.9
	EEC	1	47
	GEOSA	2	120
	MONTE ROSA	1	67.5
	NSEL	1	59.3
	TIPITAPA	1	52.2
TOTAL		13	751.2

Fuente: CEPAL 2007

En 2007, el gobierno venezolano financió la instalación de nueva generación de “emergencia” (60 MW). Por otra parte, los nuevos proyectos hidroeléctricos recibirán la financiación pública y privada, mientras que el desarrollo de energía eólica Amayo en curso y la nueva planta geotérmica de San Jacinto Tizate estarán financiadas con capital privado.

Distribuidoras

Estos son los agentes económicos que bajo concesión distribuyen y comercializan energía eléctrica mediante un sistema eléctrico de distribución con niveles de tensión de 7.6/13.2Kv y 14.4/24.9 Kv. Predomina la línea aérea de distribución y unidades monofásicas en los bancos de transformación. Las tensiones nominales de servicio eléctrico monofásico y trifásico son 120V, 120/240V, 120/208V, 480V, 7.6Kv, 14.4Kv, 7.6/13.2Kv y 14.4/24.9Kv. La energía eléctrica se suministra a una frecuencia de 60 Hz. A continuación

detallaremos: (a) las empresas con grandes áreas de concesión del territorio nacional y (b) empresas que cuentan con concesión de distribución y disponen de generación propia o con suministro de energía contratada a un generador.

FIGURA 4.2
DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA

Nombre	Venta de energía y clientes	Área
Distribuidora de electricidad del Norte, S,A (DISNORTE)	346,600 clientes y ventas mensuales de energía de 89,230 MWh	Región del pacifico, Occidental, Norte del País y Oeste de la Capital.
Distribuidora de electricidad del Sur, S,A (DISSUR)	313,600 clientes y ventas mensuales de energía de 80,045 MWh	Región del pacifico, Oriental, Centro del País y Este de la Capital.
Cooperativa de electrificación rural del Departamento de Masaya (Codema R.L)		Masaya rural, el pochote, Tierra blanca, el Mojón, Suministro de Energía DISSUR.
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	6,740 clientes y ventas mensuales de energía de 27,600 MWh	Bluefields Suministro de Energía HIDROGESA
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	7,340 clientes y ventas mensuales de energía de 14,930 MWh	RAAN, RAAS y Región Norte
Zelaya Luz S,A	Distribución y comercialización para un poco mas de 220 servicios	Nueva Guinea, RAAS Suministro de Energía DISSUR.

Fuente: MEM

Energía Hidroeléctrica

En la actualidad, las plantas de energía hidroeléctrica aportan sólo el 10% de la electricidad producida en Nicaragua. La compañía pública HIDROGESA posee y opera dos plantas existentes (Centroamérica y Santa Bárbara). Como respuesta a la reciente crisis energética vinculada con la dependencia excesiva de los productos del petróleo por parte de Nicaragua para la producción de electricidad, hay planes para la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas. En 2006 el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el gobierno llegaron a un acuerdo por medio del cual el BCIE aportará 120 millones US\$ en los próximos cinco años (2007-2012) para financiar varios proyectos de energía hidroeléctrica. La modernización de las plantas Centroamérica y Santa Bárbara, que generan 50 MW cada una 37 millones US\$

para el diseño, construcción y puesta en marcha de la planta de energía hidroeléctrica Larreynaga de 17 MW, que se ubicará a 161 km al norte de Managua, en el departamento de Jinotega.

42-45 millones US\$ para el diseño, construcción y puesta en marcha de la planta de energía hidroeléctrica Sirena-Los Calpules, de 21 MW.

En marzo de 2008, el gobierno de Irán aprobó un crédito de 230 millones US\$ para la construcción de una planta de energía hidráulica con el nombre de Bodoke sobre el río Tuma al norte del departamento de Jinotega. De acuerdo con la información periodística, el proyecto será realizado por una compañía estatal iraní con el financiamiento del Banco de Exportación de Irán según un acuerdo con el Ministro de Energía y Minas nicaragüense.

Energía Eólica

Nicaragua cuenta con 40MW de energía eólica instalada. En febrero de 2009 el Parque Eólico Amayo se conectó al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Energía Geotérmica

Nicaragua es un país dotado de un gran potencial geotérmico gracias a la presencia de volcanes de la cordillera de Los Murrubios a lo largo de la costa del Pacífico. Sin embargo, el país todavía está muy lejos de explotar de forma exhaustiva y eficiente este recurso natural. La Ley N° 443 regula la exploración y la explotación de los recursos geotérmicos. La mayor de las dos plantas geotérmicas en funcionamiento es el proyecto geotérmico Momotombo, cuya explotación comercial comenzó en 1983 cuando comenzó a operar la primera unidad geotérmica de 35 MW. La segunda unidad de 35 MW se instaló en 1989. Sin embargo, una mala gestión de la explotación causó que los niveles de producción bajaran a menos de 10 MW. Se espera que con la puesta en práctica de un programa de reinyección y la explotación de una reserva más profunda, la producción aumente de los 20 MW actuales a 75 MW.

En enero de 2006, Polaris Energy Nicaragua informó que comenzaría la construcción de la planta geotérmica San Jacinto Tizate de 31,4 MW, que ahora es un proyecto Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que comenzó a funcionar a finales de 2007 con una capacidad instalada de 10 MW. Después de finalizada la etapa II en 2009, la planta geotérmica tendrá una capacidad instalada total de 66 MW.

Energía de la Biomasa

La caña de azúcar bagazo representa el 10% de la generación de electricidad en plantas térmicas en Nicaragua.

Estrategias de precios

Cuando los precios del petróleo aumentaron a partir de 2002, el ente regulador no aprobó los aumentos de la tarifa eléctrica porque se preveía que serían muy impopulares. La carga financiera de los costos de generación más altos se traspasó a la compañía de distribución privatizada, que ha sufrido graves pérdidas, en parte debido a este traspaso.

En 2006, el sector eléctrico en Nicaragua sufrió una grave crisis, con 4 apagones de 12 horas que afectaron prácticamente a todo el país. Se culpó a la compañía de distribución propiedad de Unión Fenosa y el gobierno canceló temporalmente la concesión y llamó al arbitraje. Esto llevó a Unión Fenosa a llamar a su garante, la Agencia Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA, por sus siglas en inglés). La crisis se agravó más profundamente por la incapacidad del INE y de la CNE para cooperar de una manera constructiva. La situación de emergencia mejoró en 2007 debido a la instalación de capacidad de generación diesel de 60 MW financiada por Venezuela.

Tarifas

Las tarifas eléctricas en Nicaragua sólo habían aumentado levemente entre 1998 y 2005 (de hecho, las tarifas industriales disminuyeron en ese período). Sin embargo, en 2006 las tarifas eléctricas experimentaron un gran aumento en

relación con 2005: 12% para la tarifa residencial, 26% para las tarifa comercial y 23% para la tarifa industrial. Las tarifas medias para cada sector eran:

Residencial: 0,137 US\$ por KWH

Comercial: 0,187 US\$ por KWH

Industrial: 0,101 US\$ por KWH

Estas tarifas no son bajas; de hecho están entre las más altas de los países de América Central. Los precios residenciales se acercan al promedio regional mientras que los precios industriales son los más altos de la región.

Subsidios

Actualmente, hay subsidios cruzados en la estructura de tarifas. Los consumidores de media tensión pagan tarifas más altas que sirven para subsidiar las tarifas más bajas para los consumidores de baja tensión. Los usuarios que consumen menos de 150 kWh al mes reciben transferencias del resto de los consumidores. Los usuarios de menor consumo (0-50 KWH/mes) se benefician de descuentos de entre el 45% y el 63% en su tarifa media. Los consumidores que están por encima del límite de 50 kWh también se benefician del esquema de subsidios, aunque en menor medida.

Inversiones en planta

Las fuentes de financiación para la electrificación rural son limitadas. El Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN) recibe sus recursos de las concesiones y licencias otorgadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Sin embargo, los fondos no han sido suficientes. El Banco Mundial (a través del proyecto PERZA) y el gobierno suizo (a través de FCOSER) también han aportado fondos y ayuda para avanzar con los objetivos de la electrificación rural en el país.

FIGURA 4.3
PARTICIPACIÓN PRIVADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDAD	PARTICIPACION PRIVADA (%) Capacidad Instalada
Generación	70%
Transmisión	0%
Distribución	100%

Fuente: Ministerio Energía y Minas

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) tiene los siguientes proyectos en ejecución en el sector eléctrico en Nicaragua:

1. En octubre de 2007, el BID aprobó 350.500 US\$ para el Apoyo a la Preparación del Programa de Inversiones para el Sector Eléctrico.
2. En junio de 2007, se aprobó un crédito de 12 millones US\$ para el proyecto Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración SIEPAC. El objetivo de este proyecto era asegurar que el sistema de transmisión nicaragüense esté adaptado para la interconexión con la línea SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central).
3. En junio de 2006, el BID también aprobó una actividad de cooperación técnica para el Desarrollo de la Eficiencia Energética en Nicaragua. El objetivo de este programa es ayudar al gobierno en el diseño, evaluación y ejecución de las medidas para la eficiencia energética, entre ellas la puesta en práctica de proyectos pilotos, identificación de las necesidades de información y preparación de las propuestas de préstamos para la implementación de medidas adicionales para la eficiencia energética.
4. En diciembre de 2005, se aprobaron dos actividades de cooperación técnica relacionadas con la energía eólica, una para el Desarrollo de Sistemas de

Generación Eólica en Sistemas Aislados y otra para un Estudio de Factibilidad Parque Eólico en Corn Island.

El Banco Mundial actualmente tiene en marcha un Programa de Electrificación Rural en Zonas Aisladas (PERZA) en Nicaragua. El proyecto, de 19 millones US\$, financió con 12 millones US\$ en el período 2003-2008. El objetivo principal del proyecto apoyar el suministro sostenible de los servicios eléctricos y las ventajas sociales y económicas asociadas en sitios rurales seleccionados en Nicaragua y consolidar la capacidad institucional del gobierno para implementar su estrategia nacional para la electrificación rural.

Otros

Varios países han proporcionado ayuda financiera para la ampliación de la red de transmisión en Nicaragua.

Alemania: El banco alemán KfW ha financiado varios proyectos de transmisión en los últimos años. Uno de esos proyectos, la construcción de la subestación eléctrica de Las Colinas y su línea de transmisión asociada se completó en diciembre de 2007.

Corea: Eximbank de Corea también ha facilitado fondos en los últimos años para la ampliación del sistema de transmisión con varias subestaciones eléctricas: Ticuantepe, León I, El Viejo, Nandaime, Boaco y Las Banderas, que comenzaron a funcionar entre enero de 2006 y diciembre de 2007.

España: El Instituto de Crédito Oficial de España (ICO) y el Fondo de Ayuda al Desarrollo (FAD) han aportado fondos para la construcción de la subestación eléctrica de Ticuantepe y el suministro de materiales para el sistema de transmisión en el período 2003-2008.

V. INVERSION PÚBLICA EN PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE NICARAGUA PARA LOS AÑOS 2008 – 2009

En este capítulo se determina la ejecución financiera de cada proyecto, logros, problemáticas, medidas correctivas de cada proyecto, así como la estructura organizativa y los aspectos legales.

V.1 PROYECTO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)

Antecedentes

El proyecto consiste en mejorar las condiciones de vida de los nicaragüenses en áreas rurales remotas, a través de la provisión sostenible del servicio de energía eléctrica y sus beneficios económicos y sociales asociados, de las cuales serán beneficiadas directamente 8,000 familias. La potencia a desarrollar será de 5 Megavatios (MW) con los proyectos demostrativos.

Así mismo impulsa el desarrollo de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como fuente confiable de electrificación para usos productivos en las zonas rurales de Nicaragua (fuera del SIN), en los departamentos de: Matagalpa, Jinotega, Chontales, la RAAN y La RAAS. La ejecución de este proyecto se realizó durante el período de 2004- 2009.

Con la formulación de diferentes propuestas y estudios desde el Ministerio de Energía y Minas, el proyecto está contribuyendo a eliminar barreras legales y jurídicas que impiden el desarrollo de las fuentes renovables de energía. Estas propuestas se basan en fomentar nuevos incentivos para inversionistas privados, como proponer cambios al marco jurídico nicaragüense, que fomenten el uso de las fuentes renovables y especialmente la hidráulica a pequeña escala.

Un elemento esencial que asegure la sostenibilidad de estos proyectos cuya vida útil es al menos 50 años, es mejorar la cobertura boscosa de las cuencas que abastecen de agua a estos proyectos hidroeléctricos.

El proyecto PCH está implementando estudios y acciones dirigidas a evitar la degradación de estas cuencas y asegurar un proceso de mejoramiento, con la participación activa de las comunidades rurales que habitan estas zonas.

Modalidad de ejecución

Los principios básicos a ser aplicados al uso de los recursos a ser proporcionados por el Organismo Financiero, serán mediante licitaciones, que sean de forma transparente y que garanticen criterios de competitividad en igualdad de condiciones a los oferentes, sean estas firmas consultoras o empresas constructoras, considerando siempre los principios de economía y eficiencia.

Unidad ejecutora del proyecto

La Unidad Ejecutora del Proyecto será el Ministerio de Energía y Minas a través del FODIEN, la cual se encarga de ejecutar y brindar seguimiento a cada una de las etapas de implementación, ejecución y supervisión de los Proyectos de Electrificación Rural.

Logros

Pequeña Central Hidroeléctrica “El Naranjo”:

En el año 2008 se entregaron los avalúos finales por ejecución física y financiera de la empresa NAP Ingenieros. Con una ejecución financiera acumulada a la terminación del contrato fue de 99.65%. Se finalizó satisfactoriamente la construcción del camino de acceso a la casa de máquinas y la trocha hasta la obra de toma.

Se concluyeron las obras civiles y se llevó a efecto el finiquito del contrato. El Contratista HIDROENERGIA, concluyó las pruebas con carga de los equipos de generación y la puesta en servicio de la planta, quedando en funcionamiento permanente y suministrando energía a todas las comunidades beneficiadas del municipio de Waslala.

Pequeña Central Hidroeléctrica “Salto Negro”:

En el año 2008 se postergó la ejecución del proyecto debido a las constantes lluvias y crecidas del Río Salto Negro, se realizó la cancelación de los avalúos pendientes de pagos de la construcción de las redes eléctricas con fondos del préstamo otorgado por el BCIE y ejecutada por el proyecto PERZPAC. Se realiza la recepción final del contrato, quedando pendientes las pruebas con energía, una vez finalizada la construcción de la planta hidroeléctrica

En el año 2009 se concluyeron las obras civiles de la PCH Salto Negro, ejecutadas por el Contratista Proyectos de Ingeniería, S.A. (PRINSA) y se llevó a cabo la Recepción Final y finiquito del Contrato. Este logro permitió, que se iniciaran los trabajos del montaje de los equipos de generación por parte del Contratista Hidroenergía, quedando pendiente las pruebas y puesta en operación de la planta.

Pequeña Central Hidroeléctrica “Salto Molejones (Wapí)”:

Al mes de Diciembre 2008 estaba pendiente únicamente la cancelación del contrato de suministros electromecánicos, esta se da con el montaje y las pruebas de los mismos. Se inicia el proceso de licitación para la construcción de las obras civiles de la PCH bajo la supervisión de MEM, con un Comité Técnico integrado por un equipo del PERZA, PCH e HISMOW.

En Octubre del 2009 se recibió el suministro de los equipos, quedando pendiente la actividad del montaje de equipos, pruebas y puesta en servicio de

la planta para el próximo año, a ejecutarse en una fecha que se comunicará a Hidroenergía, después que concluyan las obras civiles en mayo de 2010.

Pequeña Central Hidroeléctrica “Wiwili”:

Instalación de microturbinas y sistemas fotovoltaicos en Waspam y Bonanza: seleccionada y operando la unidad coordinadora del programa por el Comité Directivo Nacional del Proyecto “Gestión ambiental local para el manejo de recursos naturales y provisión de recursos ambientales en la reserva de biosfera Bosawás”. Otro logro importante fue la elaboración de estudios de pre factibilidad para la instalación de energías renovables en 16 comunidades de Bonanza y Waspán.

Problemática

En el 2008 se presentó atrasos en la entrega mensual de avalúos de avance físico y financiero de parte de NAP y PRINSA, lo que ocasionó atrasos en la ejecución del programa de desembolsos. Desfase en avalúos entregado entre dos empresas contratistas. Falta de coordinación (alcaldía – IDR) en definir quien daba el aporte de recursos humanos para la apertura de trocha, lo que ocasionó el retraso de las obras civiles de la PCH El Naranjo y Salto Negro, iniciándose el 22 de Enero 2008.

En el año 2009 se dieron atrasos en la ejecución de algunos proyectos por la intensidad de lluvias lo que provocó deslaves de tierra causando daños en la tubería forzada, situación que obligó a suspender las pruebas de los equipos y la puesta en servicio de la planta, periodo de vacaciones de Semana Santa el personal del Contratista de las obras Civiles PRINSA se ausentó del proyecto, retrasando la Recepción Final de las obras, el progreso lento en las gestiones de la búsqueda de financiamiento sumado a condiciones de información técnica adicionales que exigen los organismos donantes de este proyecto para complementar los estudios de factibilidad.

Medidas

Agilizar el proceso de entrega de avalúos por las empresas contratistas NAP y PRINSA, para garantizar la ejecución financiera programada (supervisión). Se programan visitas constantes de inspección al sitio por el avance de las obras civiles.

Con respecto a las medidas en la PCH EL NARANJO, se procedió de inmediato con la reparación de la tubería forzada, lográndose su puesta en marcha.

En la PCH SALTO NEGRO, se envió comunicación a PRINSA solicitando explicaciones del atraso en la Recepción Final y la fecha exacta de la entrega definitiva de las obras, gestión que dio resultados satisfactorios ya que se logró finiquitar el Contrato.

En la PCH LA FLORIDA, fue entregada de parte del Consultor ATDER quien realizó los estudios de factibilidad de la PCH La Florida, información solicitada por el Banco Mundial sobre algunos aspectos técnicos del estudio, así como también se dieron respuestas a consultas sobre el estudio hidrológico, estudio de demanda eléctrica y estudio ambiental. Toda esta información como requisito para que el Banco Mundial desembolse definitivamente su aporte para la construcción de las obras civiles del Proyecto.

En la PCH WIWILÍ, se continúa en gestión ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Relaciones Exteriores para lograr que su subsidiaria EDW, logre la no aplicación de carga fiscal solicitada.

Ejecución Financiera años 2008 - 2009

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2008 nos indica que la ejecución financiera total fue del 99.87% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de

C\$ 26,662,854 millones de córdobas, de las cuales el 7.06% fue con fondos del Gobierno de Nicaragua, el 5.49% con fondos de donación de Alemania, un 20.43% a través de donación del PNUD y el 67.02% con donación del Gobierno de Suiza, lo que nos indica que todas las actividades físicas planificadas para la construcción de las distintas etapas del proyecto fueron cumplidas. A continuación el detalle de lo ejecutado vrs presupuestado en el año 2008:

**FIGURA 5.1
COMPARATIVO DE LO PROGRAMADO VRS EJECUTADO AÑO 2008
PROYECTO PCH (CIFRAS EN C\$)**

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	2,822,000.00	100	2,808,813.72	99.53	13,186.28	0.47
Donaciones Externas	37,011,428.19	100	36,974,354.23	99.90	37,073.96	0.14
Donación GETZ - ALEMANIA	2,182,500.00	100	2,182,500.00	100	0.00	0
Donación PNUD	8,129,000.00	100	8,129,000.00	100	0.00	0
Donación SUIZA - COSUDE	26,699,928.19	100	26,662,854.23	99.86	37,073.96	0.14
TOTAL AÑO 2008	39,833,428.19	100	39,783,167.95	99.87	50,260.24	0.13

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2009 nos indica que la ejecución financiera total fue del 99.61% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de C\$ 16,972,749.03 millones de córdobas, de las cuales el 20.30% fue con fondos del Gobierno de Nicaragua, un 56.38% a través de donación del PNUD y el 23.31% con donación del Gobierno de Suiza y representa un 42.66% de lo ejecutado en el año 2008, por que el proyecto se encontraba en su etapa de finalización. A continuación el detalle de lo ejecutado vrs presupuestado durante el año 2009:

FIGURA 5.2
COMPARATIVO DE LO EJECUTADO VRS PRESUPUESTADO AÑO 2009
PROYECTO PCH (CIFRAS EN C\$)

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	3,505,280.00	100	3,446,185.61	98.31	59,094.39	1.69
Donaciones Externas	13,533,565.79	100	13,526,563.42	99.95	7,002.37	0
Donación PNUD	9,576,896.08	100	9,569,894.20	99.93	7,001.88	0
Donación SUIZA - COSUDE	3,956,669.71	100	3,956,669.22	100	0.49	0
TOTAL AÑO 2009	17,038,845.79	100	16,972,749.03	99.61	66,096.76	0.39

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

V.2 PROYECTO PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN ZONAS PRODUCTIVAS DEL AREA CONCESIONADA (PERZPAC)

Antecedentes

El Proyecto consiste en la construcción de redes de distribución, dado que es la alternativa técnica más viable y sostenible, ya que permite alcanzar una mayor cobertura o índice de electrificación con menores inversiones y en el menor tiempo, beneficiando a 41 comunidades y 2,079 viviendas o usuarios del servicio eléctrico, es decir, un total de 14,742 habitantes en tres departamentos del País (Boaco, Chontales y Región Autónoma del Atlántico Sur, RAAS), donde se efectúa la construcción de 122 Kilómetros de redes de distribución eléctricas de media tensión, 14.4/24.9kV y baja tensión 120/240V.

Modalidad de ejecución

Los principios básicos a ser aplicados al uso de los recursos a ser proporcionados por BCIE, serán mediante licitaciones, que sean de forma transparente y que garanticen criterios de competitividad en igualdad de condiciones a los oferentes, sean estas firmas consultoras o empresas constructoras, considerando siempre los principios de economía y eficiencia.

Unidad ejecutora del proyecto

Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través del FODIEN.

Tipo de Financiamiento: Fondos del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) Préstamo No. 1662 por el valor de US\$ 4,750,000.00 y Fondos Nacionales del Gobierno de la República de Nicaragua.

Logros

Se ha concluido con las verificaciones de las comunidades propuestas en el PIP 2008 y otras comunidades adicionales solicitadas por las Alcaldías Municipales para sustitución de comunidades No Viables.

Los proyectos contratados 2007 (Fondos 2006 y 2007) que se encuentran se alcanzó el 100% de ejecución física. Se enviaron a la Distribuidora 264 solicitudes de Conexión de Servicio Eléctrico de las Comunidades Las Mangas Sectores 1 y 2, Solerita, Nacascolo, El Espino, Cumaica Norte, Rancho-La Viuda, La Viuda-Santa Fe, La Viuda-La Embajada, Las Mercedes del Rancho y Las Cañitas.

Se avanzó en los replanteos de los Proyectos del 2008 y se energizaron 1,590 viviendas beneficiando 9,540 pobladores con la construcción de 118.34 km de redes de distribución en los municipios de Teustepe, Camoapa, San José de los Remates, San Carlos, El Coral, Comalapa, San Lorenzo, Santa Lucía, Morrito, Acoyapa, Santo Tomás y Nueva Guinea.

En el año 2009 se cerraron los Contratos de las licitaciones y se logró beneficiar a 31 comunidades en los municipios de Santo Domingo, Santa Lucía, Villa Sandino, Muelle de los Bueyes, Nueva Guinea, Juigalpa, La Libertad, San Pedro de Lóvago, Boaco, San Francisco de Cuapa, Camoapa, San José de los Remates y Teustepe.

Problemática

En el año 2008 se dieron problemas de comunicación por parte de las Alcaldías, respuestas formales a solicitudes del Ministerio de Energía y Minas, gestiones con los permisos de servidumbre de paso y la documentación para hacer las solicitudes de conexión a la distribuidora, entre otros. Las inspecciones de recepción y replanteo se desarrollan lentamente debido al poco personal de la distribuidora en la zona oriente.

En el año 2009 no se ha podido solventar la falta de personal en el sector oriente de DISSUR, quien atiende los proyectos que se realizan en los departamentos de Boaco, Chontales, Río San Juan y la R.A.A.S. Para atender todas las demandas de inspecciones, además de las administrativas se cuenta con tres ingenieros, los cuales por más que intenten no pueden atender todos los Proyectos que se manejan en la zona. Por otro lado, también la Gerencia del Sector así como la de Managua, orientan a los tres ingenieros priorizar la Obras Propias y de Terceros, lo que implica desatender por completo todos los Proyectos de Electrificación Rural (PER) del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Todo esto genera atrasos en las inspecciones de replanteo, pre-recepción, descargos y recepciones finales.

Medidas

En el año 2008 se realizó presión a la distribuidora para programar las recepciones y la entrega de las Actas de Recepción, junto con los planos, ya que los pagos finales de los proyectos de arrastre del 2007 estaban seriamente comprometidos. De igual forma la atención de los proyectos del 2008 se ha visto afectada, debido a que los replanteos no se programan ágilmente y tampoco se extienden de inmediato las autorizaciones de construcción una vez hecho los replanteos. Se debe resolver el problema de escases de personal de la distribuidora, puesto que los replanteos, descargos, pre-recepciones y recepciones seguirán siendo un obstáculo a vencer para lograr la ejecución presupuestaria de los meses siguientes.

En el año 2009 se propone convocar a una reunión con los Jefes de Áreas de DISNORTE – DISSUR para que se establezca una atención centralizada con ingenieros de Managua, o en su defecto que la Distribuidora contrate más personal para atender los Proyectos de Electrificación Rural.

Ejecución Financiera años 2008 - 2009

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2008 nos indica que la ejecución financiera total fue del 99.69% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de C\$ 28,275,591.84 millones de córdobas, de las cuales el 7.90% fue con fondos del Gobierno de Nicaragua y el 92.10% con fondos de préstamos obtenidos a través del Banco de Integración Centroamérica (BCIE), quedando un saldo pendiente de ejecutar por el valor de C\$ 87,684.14 lo que representa un 0.31% del presupuesto aprobado, el cual fue ejecutado en la siguiente fase del Proyecto durante el año 2009.

FIGURA 5.3
COMPARATIVO DE LO EJECUTADO VRS PRESUPUESTADO AÑO 2008
PROYECTO PERZPAC (CIFRAS EN C\$)

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	2,320,935.80	100%	2,233,242.38	96.22%	87,693.42	3.78%
Préstamos Externos	26,042,350.18	100%	26,042,349.46	100%	0.72	0.00%
Préstamos BCIE	26,042,350.18	100%	26,042,349.46	100%	0.72	0%
TOTAL AÑO 2008	28,363,285.98	100%	28,275,591.84	99.69%	87,694.14	0.31%

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2009 nos indica que la ejecución financiera total fue del 99.20% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de C\$ 19,583,552.74 millones de córdobas, de las cuales el 7.09% fue con fondos del Gobierno de Nicaragua y el 92.91% con fondos de préstamos obtenidos a

través del Banco de Integración Centroamérica (BCIE), quedando un saldo pendiente de ejecutar por el valor de C\$ 157,447.26 lo que representa un 0.80% del presupuesto aprobado, el cual es ejecutado en la siguiente fase del Proyecto durante el año 2010.

FIGURA 5.4
COMPARATIVO DE LO EJECUTADO VRS PRESUPUESTADO AÑO 2009
PROYECTO PERZPAC (CIFRAS EN C\$)

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	1,420,000.00	100%	1,388,260.47	97.76%	31,739.53	2.24%
Préstamos Externos	18,321,000.00	100%	18,195,292.27	99.31%	125,707.73	0.69%
Préstamos BCIE	18,321,000.00	100%	18,195,292.27	99.31%	125,707.73	0.69%
TOTAL AÑO 2009	19,741,000.00	100%	19,583,552.74	99.20%	157,447.26	0.80%

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

V.3 PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Antecedentes

El Proyecto consiste en la construcción de 94.8 kilómetros de redes eléctricas de distribución de media tensión 7.6/13.2kV, 14.4/24.9kV y baja tensión 120/240V, en los departamentos de: León, Matagalpa, Chinandega, Nueva Segovia, Madriz, Carazo, Rivas, Masaya y Managua, beneficiando a 42 comunidades y 1,918 viviendas o usuarios del servicio eléctrico, es decir, un total de 11,508 habitantes en nueve departamentos del País. Este proyecto es ejecutado dado que es la alternativa técnica más viable y sostenible, ya que permite alcanzar una mayor cobertura o índice de electrificación con menores inversiones y en el menor tiempo.

Organismo ejecutor y tipo de financiamiento Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través del FODIEN, con Fondos nacionales del Gobierno de la República de Nicaragua.

Modalidad de ejecución

Para el uso de estos recursos se aplicará la Ley de Contrataciones del Estado (Ley 323), mediante licitaciones, de forma transparente, garantizando los criterios de competitividad en igualdad de condiciones a los oferentes, sean estas firmas consultoras o empresas constructoras, considerando siempre los principios de economía y eficiencia.

Logros

En el año 2008 se finiquitaron los contratos de las comunidades Santa Enriqueta, La Esperanza, Pacora, Madroño, San Roque, Las Delicias, Las Mercedes, Aduana No. 1, El Pastoral, Palo Herrado y Sirame Norte de los procesos licitatorios LPN-004-2007 y REGISTRO-009-2007 y Registro 003-2008, en los municipios de Jinotega, La concordia, San Francisco Libre y Villa El Carmen con un alcance de 29.09 km y 469 viviendas.

En el año 2009 se ha logrado la realización de actividades (al menos una por comunidad) que forman parte del proceso previo a la ejecución de los proyectos: 1) Realización de ingeniería (Levantamientos, Diseños y planos, cálculos eléctricos, cálculos mecánicos, cálculos de caída de voltaje y presupuestos), 2) Proceso de licitación y contratación y 3) Aprobación de planos, ver Anexo (Figura 5.5)

De los proyectos contratados en 2008, 13 de ellos pasaron de arrastre y se incluyeron el PIP 2009 (Plan de Inversión Pública). Para lograr la realización de estos proyectos se llevaron a cabo las actividades de ingeniería, proceso de contratación y aprobación de planos, así como las actividades de ejecución enumeradas anteriormente.

Problemática:

En el año 2008 se declararon desiertos los primeros 2 procesos de Licitación por registro (001-Masaya-2008 y 002-Managua-2008), esto debido a que los precios ofertados excedieron los precios bases disponibles en el PIP-2008.

En el año 2009 se presentaron las siguientes problemáticas:

- Retrasos en la revisión y aprobación de planos de licitación, conllevó a solicitar sustitución a las Alcaldías Municipales, realizar inspección, análisis de viabilidad y posteriormente solicitar a la distribuidora DISNORTE-DISSUR la factibilidad técnica.
- Retrasos en las programaciones de las inspecciones de replanteo por parte de la distribuidora DISNORTE-DISSUR, lo que llevó al atraso de la construcción de las obras.
- Retrasos de los pagos a las empresas contratadas para la ejecución de las obras, debido a nuevas disposiciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la aprobación de modificaciones presupuestarias.
- Trámites con las alcaldías (entrega de avales, documentos de paso de servidumbre) llevó más tiempo de lo requerido debido al traspaso a nuevas autoridades.
- Gestiones que dependen de la distribuidora DISNORTE-DISSUR, tales como la programación de trabajos de descargo; retraso en la programación de pre-recepciones y retraso en la entrega de Actas de recepciones finales y planos como construidos. Toda esta problemática incidió negativamente en la ejecución presupuestaria, razón por lo cual la mayor parte del presupuesto se realizó entre los meses de Julio y Septiembre del 2009.

Medidas

Con la distribuidora DISNORTE-DISSUR se realiza la programación de las inspecciones de replanteo, obtención de las autorizaciones de construcción, gestiones de descargos y recepciones finales de los proyectos en trámite. Se gestiona además la instalación de los servicios eléctricos.

Se continúa gestionando ante las alcaldías y los usuarios beneficiados con los proyectos la obtención de los documentos para contratación de los servicios eléctricos y documentos de pasos de servidumbre.

Se realizan inspecciones de verificación y levantamientos para la elaboración de diseños de redes de comunidades propuestas para el año 2009, esto con el objetivo de avanzar la ejecución del presupuesto 2009.

Se continuará gestionando con ENATREL para el buen desarrollo de la ejecución en los proyectos en las comunidades según los convenios 26 COMUNIDADES y CARDENAS y con ENEL para el buen desarrollo de la ejecución en los proyectos en las comunidades del convenio BLUEFIELDS WIWILÍ.

Se continuará gestionando ante las alcaldías correspondientes la obtención de los permisos de servidumbre, avales para completar la documentación requerida para la contratación de los servicios eléctricos y con la realización de las inspecciones a comunidades para los diseños 2010.

Realización de reuniones en conjunto con la distribuidora DISNORTE-DISSUR oficina de Provisión de Servicio para tratar de agilizar y destrabar inconveniente que se presenten durante la ejecución de los proyectos o previos a su inicio.

Ejecución Financiera años 2008 - 2009

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2008 nos indica que la ejecución financiera total fue del 99.14% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de C\$ 35,755,730.29 millones de córdobas, de las cuales fueron obtenidos con fondos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), quedando un saldo pendiente de ejecutar por el valor de C\$ 309,141.59 lo que representa un 0.86% del presupuesto aprobado, el cual es ejecutado en la siguiente fase del Proyecto durante el año 2009.

FIGURA 5.5
COMPARATIVO DE LO EJECUTADO VRS PRESUPUESTADO AÑO 2008
PROYECTO ELECTRIFICACIÓN RURAL (CIFRAS EN C\$)

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	36,064,871.88	100%	35,755,730.29	99.14%	309,141.59	0.86%
Alivio BID	36,064,871.88	100%	35,755,730.29	99%	309,141.59	1%
TOTAL AÑO 2008	36,064,871.88	100%	35,755,730.29	99.14%	309,141.59	0.86%

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2009 nos indica que la ejecución financiera total fue del 99.42% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de C\$ 90,324,308.52 millones de córdobas, de las cuales fueron obtenidos con fondos del Banco Mundial, quedando un saldo pendiente de ejecutar por el valor de C\$ 529,745.48 lo que representa un 0.58% del presupuesto aprobado, el cual es ejecutado en la siguiente fase del Proyecto durante el año 2010.

FIGURA 5.6
COMPARATIVO DE LO EJECUTADO VRS PRESUPUESTADO AÑO 2009
PROYECTO ELECTRIFICACIÓN RURAL (CIFRAS EN C\$)

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	90,854,054.00	100%	90,324,308.52	99.42%	529,745.48	0.58%
Alivio Banco Mundial	90,854,054.00	100%	90,324,308.52	99.42%	529,745.48	0.58%
TOTAL AÑO 2009	90,854,054.00	100%	90,324,308.52	99.42%	529,745.48	0.58%

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

V.4 PROYECTO FONDO DE APOYO A REDES ORGANIZACIONALES LOCALES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL (FAROL – ER)

Antecedentes

El Programa FAROL-ER, Fase III en el componente de energía, se integra a partir del año 2006, al FODIEN como parte de la ejecución del Plan Nacional de Electrificación Rural (PLANER 2004-2013), con el cual se garantizará el suministro de energía a comunidades rurales por medio de extensiones de red, como uno de los elementos primordiales para el desarrollo productivo y mejoramiento de la calidad de vida de la población rural, siendo la alternativa técnica de menor costo de inversión para el suministro de energía a los beneficiarios de forma sostenible.

El proyecto consiste en la construcción de 78.6 kilómetros de redes eléctricas de distribución, de media tensión 14.4/24.9kV y baja tensión 120/240V, en los Departamentos de Nueva Segovia, Estelí, Matagalpa y Jinotega de distribución eléctrica, beneficiando a 22 comunidades, con aproximadamente 1,135 viviendas o usuarios del servicio eléctrico, es decir, para beneficiar un total aproximado de 6,810 habitantes.

Modalidad de ejecución

Se suscribió un Convenio de Colaboración con DISNORTE, al igual que se hizo con los Programas FCOSER y FAROL II, en los que la Distribuidora fungió como Unidad Ejecutora del Proyecto, facilitando la conexión de los nuevos servicios y energización de las nuevas redes. Para tales efectos se utilizará la precalificación de empresas que el Ministerio de Energía y Minas realizó. Los principios básicos en el uso de los recursos para la ejecución de las obras, de común acuerdo con el donante se estableció que será mediante licitaciones, de tal forma que sea un proceso transparente y que garanticen criterios de competitividad en igualdad de condiciones a los oferentes de las empresas constructoras, considerando siempre los principios de economía y eficiencia.

Organismo ejecutor y tipo de financiamiento

Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través del FODIEN.

Tipo de Financiamiento: Fondo de Contravalor Canadá - Nicaragua y Fondos Nacionales del Gobierno de la República de Nicaragua.

Logros

En el POA 2007, el avance físico global es del 100% contemplando 17 comunidades en los departamentos de Estelí, Matagalpa, Jinotega y Nueva Segovia. Se actualizan los alcances finales y estos quedan de la siguiente forma: 630 viviendas beneficiadas, aproximadamente 3,870 habitantes, 74.52 kilómetros de redes de distribución primarias y secundarias, 485 KVA de potencia instalada. Se gestionaron y obtuvieron todas las valoraciones y/o permisos ambientales con MARENA e INAFOR para la ejecución de los proyectos.

En todo el mes de noviembre del 2008 se culmina la ingeniería de los proyectos y DISNORTE inicia la licitación de obras bajo sus procedimientos administrativos.

En el POA 2008, el Comité de Dirección FAROL aprueba el POA 2008 autorizando el uso del remanente del POA 2007 en la implementación del POA 2008 como parte del primer desembolso. Verificación, Levantamiento, Diseño, Elaboración de Documentos de Licitación de las Comunidades a Electrificar. Se firma el Acuerdo de Contribución entre el Ministerio de Relaciones Exteriores y el Ministerio de Energía y Minas FAROL-ER 2008.

Se firma el Convenio de Cooperación entre el Ministerio de Energía y Minas y DISNORTE FAROL-ER 2008 e inician los trabajos de pre-inversión con la ingeniería de los proyectos. Se gestionaron y obtuvieron todas las valoraciones y/o permisos ambientales con MARENA e INAFOR para la ejecución de los proyectos. Se trabaja en los listados de beneficiarios para determinar la composición social en las comunidades. En el POA 2008, el Comité de Dirección FAROL aprueba el POA 2008 autorizando el uso del remanente del POA 2007 en la implementación del POA 2008 como parte del primer desembolso. Verificación, Levantamiento, Diseño, Elaboración de Documentos de Licitación de las Comunidades a Electrificar. Se firma el Acuerdo de Contribución entre el Ministerio de Relaciones Exteriores y el Ministerio de Energía y Minas FAROL-ER 2008. Se firma el Convenio de Cooperación entre el Ministerio de Energía y Minas y DISNORTE FAROL-ER 2008 e inician los trabajos de pre-inversión con la ingeniería de los proyectos.

En los meses de Julio y Agosto 2009 DISNORTE inició en el proceso de Ingeniería (Levantamiento, Diseño y presupuestos) de las obras FAROL-ER 2009. El día 9 de Octubre se realizó la apertura, análisis de ofertas en las cuales aplicaron 5 empresas, quedando adjudicadas 4, las cuales, firmaron los siguientes contratos Lote NS-Dipilto-El Jícaro-01, Electromecánica Especializada; Lote NS-Jalapa-01; CODESA; Lote MT-El Tuma-La Dalia-01, EDISON; Lote JI-Santa María de Pantasma-01, MEGA. Se recibió el Informe Final Preliminar de la Auditoría Financiera a los fondos FAROL-ER en el período comprendido 12/09/06 al 31/12/08.

Problemática

En la ejecución del POA 2007, la principal problemática fue la escasez de postes de diferentes medidas en el mercado nacional, lo cual obligó al Ministerio de Energías y Minas a importar los postes, con todos los pormenores que implican los trámites aduaneros en su introducción al país. Asimismo, no se ha colectado en su totalidad los documentos relativos a la conexión de los beneficiarios de los proyectos y permisos de servidumbre de paso. Solo se ha entregado y energizado 7 proyectos de los 11 que se ejecutaron en 2007. Nuevamente DISNORTE experimenta cambios estructurales internos a nivel técnico y provoca desaceleración en los procesos de recepción de obras. En octubre y parte de noviembre continúan las lluvias e impiden las reparaciones en los proyectos El Salmerón y Guingajapa.

En el POA 2008 la negociación del Convenio de Cooperación se demora aproximadamente un mes debido a un cambio de modalidad en su ejecución, lo que provoca su firma hasta finales de octubre. Durante el proceso de licitación las empresas contratistas solicitan más tiempo para poder hacer ofertas más ajustadas con lo que de proceso se demora 15 días adicionales. Las ofertas presentadas reflejaron un incremento de precios en los costos lo que puso en riesgo la ejecución de obras del FAROL-ER 2008. Las demoras en la negociación del Convenio de Cooperación y el proceso de licitación hicieron que el inicio de las obras del FAROL-ER 2008 pasara de arrastre al 2009.

En el año 2009 se han tenido retrasos con el inicio de las obras debido al proceso de exoneración de materiales, también problemas con los caminos de acceso a las comunidades donde se construyen las obras, retrasos en la extensión del permiso de poda y tala del INAFOR en El Tuma-La Dalia, así como el Aval Ambiental de la alcaldía de ese municipio. La firma del Convenio, la ingeniería y la construcción han sufrido retrasos en base al cronograma de actividades de FAROL-ER 2009.

Medidas

POA 2008: El Ministerio de Energía y Minas espera que la reactivación de la metodología utilizada en los proyectos FCOSER y FAROL II en la que DISNORTE se involucra directamente en la administración total de los proyectos de electrificación rural, sirva y demuestre y logre que los beneficiarios de los proyectos puedan acceder al suministro de energía eléctrica de forma inmediata a la culminación de la construcción de los mismos y que gradualmente vayan produciendo ahorros al estado nicaragüense.

POA 2009 se realizan gestiones con Unión Fenosa para agilizar el proceso de ejecución (DISNORTE-Contratista) de las obras FAROL-ER 2009, así como la programación de las actividades implícitas en la ejecución y gestión de las obras, respetando los plazos establecidos en el cronograma de actividades.

Ejecución Financiera años 2008 - 2009

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2008 nos indica que la ejecución financiera total fue del 99.91% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de C\$ 19,470,733.85 millones de córdobas, de las cuales el 5.73% fue con fondos del Gobierno de Nicaragua a través Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el 94.27% con donaciones de Canadá, quedando un saldo pendiente de ejecutar por el valor de C\$ 17,307.77 lo que representa un 0.09% del presupuesto aprobado, el cual es ejecutado en la siguiente fase del Proyecto durante el año 2009.

FIGURA 5.7
COMPARATIVO DE LO EJECUTADO VRS PRESUPUESTADO AÑO 2008
PROYECTO FAROL – ER (CIFRAS EN C\$)

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	1,133,683.00	100	1,116,375.23	98.47	17,307.77	1.53
Donaciones Externas	18,354,358.62	100	18,354,358.62	100	0.00	0
Donación CANADA - ACDI	18,354,358.62	100	18,354,358.62	100	0.00	0
TOTAL AÑO 2008	19,488,041.62	100	19,470,733.85	99.91	17,307.77	0.09

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

El informe de ejecución financiera al 31 de Diciembre 2009 nos indica que la ejecución financiera total fue del 98.82% en relación a las cifras presupuestadas, lo que representa una ejecución presupuestaria por el valor de C\$ 16,243,486.30 millones de córdobas, de las cuales el 6.71% fue con fondos del Gobierno de Nicaragua a través Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el 93.29% con donaciones de Canadá, quedando un saldo pendiente de ejecutar por el valor de C\$ 194,489.70 lo que representa un 1.18% del presupuesto aprobado, el cual es ejecutado en la siguiente fase del Proyecto durante el año 2010.

FIGURA 5.8
COMPARATIVO DE LO EJECUTADO VRS PRESUPUESTADO AÑO 2009
PROYECTO FAROL – ER (CIFRAS EN C\$)

Fuente de Financiamiento	Programado	%	Ejecutado	%	Variación	
					Absoluta	%
Rentas del Tesoro	1,284,976.00	100	1,090,486.30	84.86	194,489.70	15.14
Donaciones Externas	15,153,000.00	100	15,153,000.00	100	0.00	0.00
Donación CANADA - ACDI	15,153,000.00	100	15,153,000.00	100	0.00	0
TOTAL AÑO 2009	16,437,976.00	100	16,243,486.30	98.82	194,489.70	1.18

Fuente: Oficina de Presupuesto Ministerio de Energía y Minas

VI. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN NICARAGUA Y SUS ASPECTOS LEGALES

A continuación se presenta el organigrama de cómo está conformado la estructura organizativa en la Industria del Sector Energético en Nicaragua indicando la cadena de mandos y entidades reguladoras. (Ver anexo en figura 6.1)

Como funciones generales de cada ente regulador y Ministerio se encuentran las siguientes:

MINISTERIO DE ENERGÍAS Y MINAS

El artículo 29 de la Ley No. 612, le confiere las siguientes funciones y atribuciones:

Formular, proponer, coordinar y ejecutar el Plan estratégico y Políticas Públicas del sector energía y recursos geológicos.

Elaborar las normas, criterios, especificaciones, reglamentos y regulaciones técnicas que regirán las actividades de reconocimiento, exploración, explotación, aprovechamiento, producción, transporte, transformación, distribución, manejo y uso de los recursos energéticos, de conformidad con las normas y la política energética.

Revisar, actualizar y evaluar periódicamente el Plan estratégico y políticas públicas del sector energía, especialmente los aspectos del balance energético, la demanda y la oferta, la conservación de energía, las políticas de precios y subsidios en el servicio eléctrico, las políticas de cobertura de servicio en el país, incluyendo la electrificación rural y las políticas y estrategias de financiamiento e inversiones del sector energía.

Aprobar y poner en vigencia las normas técnicas de la regulación de las actividades de generación, transmisión y distribución del sector eléctrico a propuesta del Ente Regulador. Así como elaborar, aprobar y poner en vigencia las normas, resoluciones y disposiciones administrativas para el uso de la energía eléctrica, el aprovechamiento de los recursos energéticos y geológicos en forma racional y eficiente, así como las relativas al buen funcionamiento de todas las actividades del sector hidrocarburos.

Otorgar, modificar, prorrogar o cancelar los permisos de reconocimiento y concesiones de uso de cualquier fuente de energía, recursos geológicos energéticos y licencias de operación para importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos así como las autorizaciones de construcción de instalaciones petroleras, sin perjuicio del cumplimiento de lo dispuesto por las leyes urbanísticas y de construcción.

Otorgar y prorrogar las licencias de generación y transmisión de energía, así como las concesiones de distribución. Declarar la caducidad o cancelar las mismas por iniciativa propia o a propuesta del Ente Regulador por incumplimientos demostrados a sus contratos de Licencia Concesión.

Realizar o participar en conjunto con el Ente Regulador de las inspecciones de obras e instalaciones de los titulares de licencias y concesiones para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Negociar los contratos de exploración y explotación petrolera y de recursos geológicos. La firma de estos, estará a cargo del Presidente de la República o su Delegado.

Dirigir el funcionamiento y administración de las empresas del Estado que operan en el sector energético.

Promover relaciones con las entidades financieras y el sector privado para evaluar las fuentes de financiamiento accesibles y proponer estrategias de financiamiento en el sector energético, geológico energético e hidrocarburos, tanto en las inversiones públicas como en las privadas.

Administrar y reglamentar el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional.

Impulsar las políticas y estrategias que permitan el uso de fuentes alternas de energía para la generación de electricidad.

Establecer y mantener actualizado el Sistema Nacional de Información de hidrocarburos y el Registro Central de Licencias y concesiones para operar en cualquier actividad o eslabón de la cadena de suministros.

Elaborar y proponer anteproyectos de ley, decretos, reglamentos, resoluciones relacionados con el sector energía, hidrocarburos y recursos geológicos energéticos y aprobar su normativa interna.

Cualquier otra función relacionada con su actividad que lo atribuyan otras leyes de la materia y las específicamente asignadas a la Comisión Nacional de Energía.

El Ministro de Energía y Minas, creará y coordinará una Comisión Nacional de Energía y Minas, como entidad consultiva con amplia participación, incluyendo la del sector privado de energía y minas. Todo lo relativo a su conformación, organización y funcionamiento, se determinará por medio de un reglamento.

INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGÍA (INE)

El Instituto Nicaragüense de Energía (INE) fue creado por Decreto Legislativo del 23 de Julio de 1979, publicado en la Gaceta Diario Oficial No. 2 del 23 de Agosto del mismo año. El INE es un Ente Autónomo, con personalidad jurídica, duración indefinida, patrimonio propio y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones, que tiene las siguientes funciones y atribuciones:

Velar por los derechos de los consumidores de energía eléctrica.
Aprobar y controlar las tarifas de ventas al consumidor final y servicios conexos (peajes).

Vigilar el cumplimiento de Normativas, Criterios y Especificaciones para garantizar la operación eficiente y confiable.

Revenir y adoptar las medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia.

Autorizar Licencias Provisionales, de Generación y Transmisión, y Concesiones de Distribución.

Aplicar sanciones en los casos previstos por las Leyes y Normativas.

Resolver controversias entre los agentes económicos que participan en la industria eléctrica.

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA (ENATREL)

Es una entidad estatal creada con la aprobación de la “Ley N° 583 del 15 de noviembre del año 2006”, oficializada con la publicación en La Gaceta, el 5 de enero del 2007. Se encarga de transportar la energía eléctrica desde las generadoras hasta las redes de distribución; brinda servicios de comunicaciones, opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administra el Mercado Eléctrico. Como parte integral del Gobierno su prioridad es contribuir al fortalecimiento del sector energético del país; buscando garantizar cada día un mejor servicio a la población nicaragüense, que tiene entre sus principales funciones las siguientes:

Explotar comercialmente los excedentes de la capacidad instalada de los sistemas de transmisión y de comunicación, a través de la fibra óptica, por lo que le es aplicable la Ley No. 200, Ley General de Telecomunicaciones y Servicios Postales y sus Reformas, también el Decreto No. 19/1996, Reglamento de la Ley General de Telecomunicaciones y Servicios Postales.

Dentro de las normas de la administración pública, por ser una entidad estatal, ENATREL cumple con las disposiciones de la Ley No. 323, Ley de Contrataciones del Estado y su reglamento General, la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, del Sistema de Control de la Administración Pública y del Área Propiedad del Pueblo y sus reformas, las Normas de Control Interno, la Ley de Probidad de los Servidores Públicos, Ley de Acceso a la Información Pública, la Ley de Servicio Civil y de la Carrera Administrativa, Ley de Disposiciones de Bienes del Estado y Entes Reguladores de los Servicios Públicos, Ley General de Deuda Pública, Ley de Administración Financiera y del Régimen Presupuestario y Ley de Transparencia para las Entidades y Empresas del Estado Nicaragüense.

En el proceso de ejecución de los proyectos de inversión, ENATREL cumple responsablemente con las disposiciones de la Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, Ley Especial de Delitos Contra el Medio Ambiente y los Recursos Naturales, Ley de Conservación, Fomento y

Desarrollo Sostenible del Sector forestal, reglamentos y demás Normativas aplicables.

EMPRESA NICARAGUENSE DE ELECTRICIDAD (ENEL)

La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) es una entidad del Estado de Nicaragua, adscrita al Ministerio de Energía y Minas (MEM), propietaria de plantas generadoras geotérmicas, hidroeléctricas, y térmicas de diferentes tipos y capacidad. Su política, planes y proyecciones las determina el MEN, de acuerdo a la estrategia energética del Gobierno de la República y tiene entre sus principales funciones

Determinar y dirigir la política empresarial de la empresa, de acuerdo con los objetivos y funciones enunciados en el Decreto Presidencial No.46-94, Creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL).

Regular, normar, coordinar y supervisar las actividades comerciales de facturación y cobranza, realizadas por las Direcciones de las plantas de generación y Sucursales Comerciales de la Dirección de Sistemas Aislados de la empresa, a fin de disponer, con información veraz y oportuna, de los indicadores comerciales a nivel nacional relacionados con la colecta obtenida por la venta de energía, índice de mora y otros que faciliten la toma de decisiones a nivel superior.

Organizar, planificar, programar, dirigir, supervisar y evaluar las actividades a realizar durante los procesos de pre inversión e inversión de los proyectos que la Presidencia Ejecutiva oriente realizar.

Coordinar, dirigir y controlar las actividades de ejecución de obras y proyectos previamente aprobados por la Presidencia Ejecutiva.

Conducir la administración y manejo de los recursos otorgados para los proyectos de inversión, de manera eficiente y eficaz, cumpliendo con los plazos establecidos por las leyes del país, así como organismos financieros y los resultados esperados.

Garantizar mediante una acertada planificación, programación, organización, dirección, coordinación y control, el cumplimiento de objetivos y desarrollo eficiente y eficaz de todas las actividades inherentes a la generación mantenimiento y comercialización de la energía producida por las plantas generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados conforme las Leyes del sector.

Transmitir, distribuir, dar mantenimiento y comercializar en forma eficiente y eficaz la energía y potencia eléctrica en los Sistemas Aislados del país

Dirigir, organizar, controlar y supervisar las actividades inherentes a la venta, cobranza y recuperación de la cartera producida por concepto de servicios de venta de energía eléctrica.

Asegurar mediante la supervisión constante el buen funcionamiento de las plantas generadoras de energía, garantizando a la población el suministro fluido y oportuno de energía eléctrica. Garantizar la operación y mantenimiento de forma eficiente y eficaz de los pozos productores y de reinyección en los campos geotérmicos, a fin de mantener la continuidad del flujo de vapor requerido para la generación de energía eléctrica.

EMPRESA NICARAGUENSE DE PETROLEO (PETRONIC)

La Empresa Nicaragüense del Petróleo, creada por el Decreto No. 135 del 31 de octubre de 1979, y adscrita al Instituto Nicaragüense de Energía (INE), por Decreto No. 807 del 28 de agosto de 1981, es una entidad con personalidad jurídica, patrimonio propio, duración indefinida y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones, la que en lo sucesivo podrá denominarse simplemente PETRONIC.

PETRONIC tiene su Ley Orgánica, oficializada con la publicación en La Gaceta, el 16 de diciembre de 1981.

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA (CNDC)

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) fue creado en virtud de la Ley para Administrar el Mercado y calcular las Transacciones Comerciales, efectuar la operación centralizada y coordinada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), Coordinar la programación del mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones del Sistema Interconectado Nacional y de las Interconexiones Internacionales, con lo cual busca garantizar la confiabilidad, seguridad y economía de la operación del sistema eléctrico, así como la administración del mercado spot. En cumplimiento con la Ley, la Normativa de Operación establece el papel asignado al CNDC y a cada Agente del Mercado, y asegura la transparencia y objetividad en la operación del sistema, en la definición de los precios spot y en la liquidación de las transacciones correspondientes, buscando asegurar un trato no discriminatorio a todos los Agentes del Mercado.

El mercado eléctrico de Nicaragua está formado básicamente por una empresa generadora estatal -ENEL-, que actúa como “holding” de varias empresas generadoras y que también efectúa funciones de distribución en algunas localidades de la zona aislada (Puerto Cabezas y Bluefields), 6 generadores privados -AMFELS, COASTAL, ENRON, MTR, NSEL, GEMOSA, GEOSA-, la empresa de transmisión estatal -ENTRESA-, 2 empresas distribuidoras privadas de propiedad de Unión FENOSA -DISNORTE y DISSUR- y una interconexión eléctrica con Costa Rica y Honduras.

FONDO PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA ELECTRICA NACIONAL (FODIEN)

Fue creado por el Arto.12 numeral 7) de la Ley No. 272, “Ley de la Industria Eléctrica” en adelante LIE, publicada en La Gaceta, No. 74 del 23 de abril de 1998, es la instancia técnica y administrativa-financiera del Ministerio de Energía y Minas, que tiene a su cargo el desarrollo de la electrificación rural en

los distintos Departamentos y Regiones del territorio nacional, con acceso a fuentes de fondos privados y públicos.

VII. CONCLUSIONES

Con el análisis de los cuatro proyectos de electrificación rural concluimos que se atendieron a 105 comunidades, con un total de 5,132 viviendas beneficiando a 41,060 habitantes rurales, se construyeron 173.4 kilómetros de red eléctrica y se instalaron pequeñas centrales hidroeléctricas a nivel nacional, con una inversión total de C\$ 121,051,980.60 millones en el año 2008 y C\$ 143,124,093.59 millones en el año 2009, para un total de C\$ 264,176,074.19 millones de los cuales el 20.69% fue con fondos del Gobierno Central y el 79.31% restante con donaciones externas de los países de Canadá, Suiza, Alemania y los bancos internacionales Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Banco de Desarrollo Interamericano (BID) y Banco Mundial.

VIII. RECOMENDACIONES

La generación de energía debe responder a la estrategia económica y social del país y en función de ésta regular el tipo de energía a producirse, la participación y desempeño de los diversos actores económicos, incluidos los inversionistas privados, donde se debe planificar la preservación, uso y desarrollo de cada una de las fuentes de energía renovable, definir plazos y prioridades, y a partir de ello convocar a los inversionistas privados a coinvertir, o a invertir bajo disposiciones legales y económicas transparentes.

Los usuarios y los gobiernos locales deben ser actores clave en asegurar que se elaboren e implementen estrategias de desarrollo del sector energético en beneficio del país y se rompa con el monopolio de la distribución, que actualmente tiene la Empresa Española UNION FENOSA. Así mismo con la problemática presentada en la ejecución de cada proyecto rural, sugerimos que

los desembolsos para la ejecución financiera de cada proyecto se realicen en tiempo y forma para no atrasar la adquisición de materia prima para la construcción de las obras a electrificar, y las construcciones inicien en temporada de verano para no ser afectados por las lluvias invernales.

BIBLIOGRAFIA

Estadísticas del INE (<http://www.ine.gob.ni/articulos/>)

CNDC (<http://www.cndc.org.ni/SectorElectrico/SectorElectrico.html>)

Disnorte-Dissur (<http://www.disnorte-dissur.com.ni>)

Enatrel-kfW (<http://www.enatrel.gob.ni/inversiones/kfw/index.html>)

<http://www.enatrel.gob.ni/>

<http://www.mem.gob.ni>

<http://www.cndc.org.ni/index2.html>

<http://www.ine.gob.ni>

<http://www.disnorte-dissur.com.ni/>

<http://www.marena.gob.ni/>

ANEXOS

FIGURA 5.5
LOGROS PROYECTO RURAL AÑO 2009

ITEM	Proyecto Año	Licitación	Lote	Cantidad de Comunidades
1	2009	LPN-008-2008	1	3
2	2009	LPN-008-2009	2	6
3	2009	REGISTRO-001-2009	único	3
4	2009	LPN-001-2009	único	5
5	2009	REGISTRO-003-2009	único	6
6	2009	LPN-002-2009	único	5
7	2009	REG-005-2009	único	2
8	2009	LPN-003-2009	1	4
9	2009	LPN-003-2010	2	5
10	2009	REG-006-2009	único	4
11	2009	CONVENIO ENATREL (26 COMUN)	único	26
12	2009	CONVENIO ENATREL (Cárdenas)	único	1
13	2009	CONVENIO ENEL	único	7
TOTAL DE CONTRATOS 2009				77

FIGURA 6.1
ORGANIGRAMA SECTOR ENERGÉTICO

