

DOCUMENTO CONCEPTUAL DE PROYECTO
NICARAGUA
8 DE MARZO DEL 2007

I. DATOS BÁSICOS

Título del proyecto:	Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el Proyecto SIEPAC		
Número del proyecto:	NI-L1015		
Jefe de División:	Marcelo Antinori (RE2/FI2)		
Equipo de proyecto:	Jefe: Marcelino Madrigal (RE2/FI2), Néstor Roa (RE2/FI2), Marcelo Valenzuela (COF/CPN), Javier Jiménez Mosquera (LEG); Pierre Richard Oriol (COF/CNI), Alfonso Buxens (COF/CNI); otros miembros: Yolanda Galaz (RE2/FI2); y Raúl Campos Montero (Consultor).		
Fecha de Ingreso al Programa Operativo:	Abril del 2006		
Prestatario:	República de Nicaragua		
Organismo ejecutor:	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica – ENATREL		
Plan de financiamiento:	IDB ¹ :	US\$	12,498,000
	Local:	US\$	2,257,000
	TOTAL:	US\$	14,755,000
Calendario Tentativo:	DCP a Comité de Préstamos		Marzo 2007
	Informe Proyecto a Comité de Préstamos:		Mayo 2007
	Directorio:		Junio 2007

II. MARCO DE REFERENCIA

- A. La integración del mercado eléctrico Centroamericano y el Plan Puebla Panamá.**
- 2.1 Para promover el desarrollo eficiente y competitivo de los sectores eléctricos de Centro América se firma el Tratado del Mercado Eléctrico Regional.** La Iniciativa de Interconexión energética del Plan Puebla Panamá² tiene por objeto promover el desarrollo económico y social de los pueblos de Mesoamérica, propiciando una mayor y mejor cobertura del servicio eléctrico y la conformación de mercados eléctricos mesoamericanos para atraer la participación del sector privado, particularmente en el financiamiento de nuevos proyectos de generación que demanda el desarrollo económico

¹ Los recursos de financiamiento del Banco provendrían de la ventanilla de recursos concesionales de acuerdo con los términos y condiciones que aprueben los Gobernadores del Banco.

² La estrategia del PPP se integra alrededor de ocho iniciativas y sus proyectos, a saber: 1) Desarrollo Sustentable; 2) Desarrollo Humano; 3) Prevención y Mitigación de Desastres Naturales; 4) Promoción del Turismo; 5) Facilitación del Intercambio Comercial; 6) Transporte; 7) Interconexión Energética; y 8) Integración de los Servicios de Telecomunicaciones.

de la región, a fin de reducir el costo de la electricidad para los usuarios finales y mejorar la competitividad del sector, en beneficio de la competitividad de la región. Asimismo, la iniciativa persigue promover el uso eficiente de los recursos naturales de la región para la producción de energía eléctrica, particularmente para beneficio de las comunidades rurales que actualmente no cuentan con servicio eléctrico. La integración de los mercados eléctricos de la región, como alternativa para enfrentar la gran crisis del petróleo de los años 70's, comenzó por la entrada de la primera interconexión binacional entre Honduras y Nicaragua en 1976 y su extensión con El Salvador en 1986. El proceso de integración desaceleró por la gran problemática civil y social en la región de la llamada década perdida y por los procesos internos de reforma, privatización y creación de mercados nacionales en los años noventa. El proceso de integración tiene de nuevo su gran impulso en 1996 con la firma el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central sentando la base superior para el establecimiento de un mercado que interconecte tanto física como comercialmente, los sectores eléctricos de los seis países de América Central. El tratado sienta las bases, tanto institucionales, como de diseño de lo que representa uno de los procesos de integración más ambiciosos de que se tenga conocimiento en la industria eléctrica mundial.

- 2.2 **El Banco apoya el proceso de integración de mercados eléctricos y aprobó los préstamos para la construcción de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).** La infraestructura física que conectará los mercados eléctricos de Centroamérica consiste de una línea de transmisión capaz de transferir más de 300 MW de potencia entre países, lo cual representa, en algunos casos hasta el 40% de la demanda nacional. La línea de transmisión con una extensión de 1830 Km en 230 Kv es la infraestructura medular para el comercio físico de la electricidad. En 1997 el Banco aprobó US\$240 millones en préstamos para las empresas de transmisión nacionales de los seis países de la región³. Al año 2006, con el inicio de las obras de construcción de la línea de transmisión, la Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR) que es una Asociación Público Privada de índole regional ya que cuenta en la actualidad con dos inversionistas privados, Endesa de España e Interconexión Eléctrica S.A. de Colombia. La interconexión eléctrica, conocida como proyecto SIEPAC, sienta la base fundamental de infraestructura de transporte regional para permitir el comercio de electricidad, impulsar la competitividad del sector de generación y atraer inversiones en escala que superen la baja eficiencia de las unidades pequeñas que suministran energía en la actualidad, con el consecuente uso inferior de combustibles fósiles.
- 2.3 **Complementario a la integración física se impulsa la integración legal, regulatoria e institucional para la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER).** El diseño del marco legal, regulatorio para el comercio de electricidad en la región establecido en el Tratado Marco, requirió de la creación de la institución encargada de la operación del mercado eléctrico regional, el Ente Operador Regional (EOR) y del ente encargado de la regulación del mercado, la Comisión Regional de la Interconexión Eléctrica (CRIE). La definición de la reglamentación tanto para la operación del mercado, como para el manejo de la transmisión y de todos los aspectos comerciales fueron apoyados con

³ INDE de Guatemala, CEL de El Salvador, ENEL de Honduras, ICE de Costa Rica, ETESA de Panamá y ENATREL de Nicaragua.

préstamos de cooperación y cooperación técnica no reembolsable. La aprobación de los reglamentos de operación del mercado y de manejo de transmisión fueron preparados por la Unidad Ejecutora creada para el proyecto, discutidos por el EOR y puestos a consideración para aprobación final y emisión de los mismos por la CRIE. Con la aprobación de los reglamentos del mercado en Diciembre del 2005 se cumple otro hito de trascendencia hacia la integración de los sectores eléctricos de la región. Las instituciones regionales CRIE y EOR se encuentran operando en base a reglamentos transitorios que ya permiten el comercio regional entre países y que serán remplazados gradualmente por los reglamentos definitivos hasta su aplicación total, una vez entre en operación la línea SIEPAC en el año 2009.

- 2.4 **El compromiso de los sectores eléctricos y de las naciones con la integración eléctrica regional se sostiene y requiere impulso.** Las empresas eléctricas de la región, tanto del sector público como privado participan de manera activa en el proceso de integración. A través del Grupo Director, con un representante por cada país, se ha dado seguimiento al proceso de integración de las instituciones regionales, desde el inicio de la construcción de las obras regionales de transmisión y de la aprobación de los reglamentos del mercado. Las empresas nacionales de transmisión participan de manera activa como accionistas de la EPR y sus operadores y reguladores nacionales forman parte integral de los órganos regionales respectivos, el EOR y la CRIE. Las empresas de transmisión nacionales avanzan además en la adecuación de sus instalaciones de transmisión internas reforzándolas para poder recibir la línea SIEPAC y permitir su funcionamiento operativo dentro de los parámetros de confiabilidad y calidad definidos en los reglamentos del mercado y permitir así que ante contingencias en los sistemas internos de transmisión se mantenga la capacidad de importación y exportación en la red regional de transmisión. A estas inversiones nacionales, identificadas de manera colegiada por el Grupo de Trabajo de Refuerzos de Transmisión (GTRT) del Consejo de Electrificación de América Central establecido para tal efecto, se les denomina Refuerzos Nacionales de Transmisión. El financiamiento de refuerzos para la empresa de transmisión de Nicaragua es el objetivo de la presente propuesta de préstamo.

B. El Sector eléctrico en Nicaragua y la integración de América Central

- 2.5 **Las reformas a finales de los años noventa introdujeron la participación del sector privado en un entorno de competencia** en el segmento de generación y propiedad y gestión privada de la distribución. Hasta 1992 cuando se introdujo con la Ley 271 la posibilidad de contratar productores independientes de energía (PIE's), el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) era el encargado de los roles de política, planeación y operación de todos los segmentos en la cadena del sector eléctrico. Estas primeras reformas impulsadas por los desarrollos tecnológicos y la delicada situación financiera de las empresas públicas fueron, al igual que en otros países, seguidas por reformas para la separación de las diferentes funciones en un entorno de competencia. Derivado de la promulgación de la Ley 272 de la Industria Eléctrica de Abril de 1998 se establece al INE como el encargado de la regulación del sector, y a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como el formulador de políticas. Adicionalmente, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEL) fue estructurada en dos empresas de generación termoeléctrica (GECSA y GEOSA), una de geotermia (GEMOSA) y una hidroeléctrica (HIDREGESA),

dos empresas de distribución (DISNORTE y DISSUR), una de transmisión (ENTRESA) y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como el ente encargado de la operación del sistema y del mercado de generación donde concurrirían las empresas de generación. Esta estructura institucional representaba un modelo tradicional y marco regulatorio que en aquel entonces se dilucidaba como un el estándar para la industria eléctrica en diferentes países.

- 2.6 **Existen dificultades en el proceso de transición, viabilización del modelo interno y la necesidad de integración.** Sin embargo, la implementación del proceso de reforma, y su proceso de transición fue más complejo de lo esperado, no logrando el modelo planeado y encontrando diferentes retos en el camino. En el segmento de la distribución no se logró atraer suficiente interés, con lo cual las dos concesiones fueron otorgadas al mismo inversionista; en el segmento de generación se tuvo un éxito parcial ya que se logró atraer inversionistas sólo para GEMOSA y GEOSA, y subsecuentemente se decidió interrumpir el proceso de transferencia de las otras empresas del segmento de generación. El mercado eléctrico entonces inicia operaciones en el año 2000 con una estructura diferente a la planeada. Desde el inicio de la operación del mercado y hasta el 2004 se estableció un período de transición tarifaria al final del cual deberían entrar en vigor los precios de mercado y las tarifas de transmisión a nivel de recuperación de todos los costos. Este período de transición no concluyó, ya que fue extendido en diferentes ocasiones con las consecuencias negativas esperadas sobre todo para la empresa de transmisión. En el segmento de distribución, las pérdidas que ya eran altas, 34.2%, cuando operaba el sector público, no pudieron ser mejoradas por la empresa privada; al cierre del año 2006 las pérdidas se establecieron en 26.6 % que sigue siendo un nivel considerablemente alto.
- 2.7 **La escalada de los precios de petróleo en los años 2005 y 2006** tuvieron un impacto adicional en los precios al usuario final, pero más importantemente pusieron una presión adicional a la estructura institucional y regulatoria del sector que no estaba logrando resultados esperados. Lo anterior culminó con intervenciones en la operación del mercado y subsidios directos por parte del gobierno para amortiguar los efectos en la población. Los altos niveles de pérdidas, la dificultad del proceso de transición de la reforma y la falta de estabilidad en el marco del sector redundaron en un problema temporal de déficit físico de energía y financiero en la cadena de generación. En los tiempos de déficit, y aún con la débil interconexión actual con países vecinos, Nicaragua experimentó las ventajas de la integración al haber podido acceder a energía de importación de 57 MWh del mercado regional en el 2006. Con esto, el sector en el país y la región, tienen una experiencia real sobre las ventajas de la integración para colaborar con el suministro de las necesidades de la población.
- 2.8 **La empresa nacional de transmisión es medular para la integración regional** de Centroamérica y contar con un sistema de transmisión reforzado es de importancia para garantizar la seguridad del sistema integrado y del sistema Nicaragüense, de aquí que ENATREL tenga especial interés en cumplir con los compromisos de reforzamiento interno de su red de transmisión. La actividad de transmisión en toda la región está en manos de las empresas públicas, derivado de las reformas ya citadas de 1998 el segmento de transmisión del INE se traspasó a la empresa pública ENTRESA. Esta empresa fue creada como una Sociedad Anónima de carácter Público; con el objetivo de responder de

manera más adecuada a sus atribuciones desde el año 2004 se inició un proceso para transformarla en una empresa Pública descentralizada del Estado, proceso que concluyó el 5 de Enero del 2007 con la entrada en vigor de la Ley 583 que crea a la nueva Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), quien continúa con toda la responsabilidad de llevar las actividades en el segmento de transmisión derivadas de la Ley de la Industria Eléctrica de 1998, y al mismo tiempo las responsabilidades contraídas por el estado dentro del proyecto para la integración regional SIEPAC, en particular la construcción de los refuerzos nacionales.

- 2.9 **Los refuerzos nacionales de transmisión son inversiones complementarias necesarias para garantizar la operación confiable y segura del proyecto de integración regional;** los beneficios del proyecto de integración son derivados de la mejor utilización de las fuentes autóctonas de la región y del impulso a proyectos de mayor escala en la generación se materializan por la posibilidad del comercio regional de electricidad entre los seis países de la región. Los grandes consumos en el triángulo formado por Guatemala, El Salvador y Honduras pueden ser alimentados desde grandes proyectos en Costa Rica, Panamá o Nicaragua. De manera similar, los grandes consumos en el triángulo norte pueden viabilizar las tecnologías más eficientes y limpias de generación termoeléctrica como el ciclo combinado en base gas natural ausente en la región que pueden suministrar demandas en la parte sur como Costa Rica y Panamá. El sistema de transmisión de Nicaragua es por tanto parte medular para lograr el transporte físico de la electricidad y por lo tanto para lograr los beneficios de la integración..

C. Estrategia del país en el sector

- 2.10 **Se conceptualiza una estrategia para dar sostenibilidad al modelo interno del sector electricidad.** El gobierno de Nicaragua se encuentra estableciendo una estrategia para dar sostenibilidad al modelo interno del sector electricidad y tiene en cuenta que la integración es un ingrediente fundamental. Los problemas internos del sector derivados de los problemas de transición del modelo descritos en ¶2.6 condujeron al sector a una disrupción de su circuito financiero que se puede explicar por: (i) problemas en la recaudación por un alto índice de robo a nivel comercial; (ii) problemas de pérdidas técnicas a nivel de distribución; (iii) un sistema de transmisión débil con problemas para enfrentar su programa de inversión; (iv) un mercado de generación con reglas susceptibles de mejoras; (v) un parque de generación altamente térmico con escala de mercado que no permite mejores eficiencias; y (vi) una regulación e institucionalidad en proceso continuo de desarrollo. El déficit financiero ocasionando faltantes de energía llevando a interrupciones en el servicio equivalentes a 1.74% (73.3 GWh) de la energía neta suministrada durante el año 2005. Es durante estos períodos cuando la habilidad de importación por medio del mercado regional fue fundamental para reducir el nivel de energía no servida.
- 2.11 Los elementos que el gobierno actual está considerando en la estrategia para normalizar y viabilizar las operaciones internas del sector comprenden, en el corto plazo: (i) el apoyo a las empresas de distribución en la penalización del robo; (ii) apoyo en programas de regulación de usuarios en colonias con condiciones sociales más apremiantes; (iii) un diálogo amplio con la institución de regulación para definir un plan para la regularización

de los ajustes tarifarios; (iv) y en el campo de generación se han tomado acciones en el corto plazo y se construyen planes de mediano plazo que aseguren el suministro en conjunto con sector público y privado, y con cooperación bilateral directa con gobiernos como el de Venezuela. En el largo plazo, se busca adicionalmente: (i) impulsar otras fuentes eficientes de generación dentro de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos; (ii) impulsar la cultura de la eficiencia energética; y (iii) acceder a las oportunidades que accede el mercado eléctrico regional tanto para el desarrollo de sus proyectos como para contar con otras fuentes de suministro eficientes y que incrementen la competitividad de su sector. El Gobierno se encuentra en un proceso de reforzamiento de la institucionalidad de política y regulación del sector energía, y en especial el sub-sector eléctrico. Se creó por medio de la Ley 290 del mes de Enero del presente año el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que será conformado a partir de la existente Comisión Nacional de Energía (CNE) y quien se encargará de todos los aspectos de definición de política tanto en el sector eléctrico como en el sector hidrocarburos. Las actividades de regulación del INE se especializarán a la fijación tarifaria para ambos sectores y los aspectos relacionados con el otorgamiento y seguimiento de concesiones corresponderá al reciente creado Ministerio.

- 2.12 Nicaragua está interconectada en la actualidad con los sistemas eléctricos de la América Central por medio de 2 líneas de transmisión de 230 kV cuyas subestaciones terminales en Nicaragua son León y Masaya respectivamente, esta interconexión han permitido la importación de energía cuando la demanda nacional lo requiere y además han sido fundamentales para el trasiego de energía que países como Costa Rica importan desde Guatemala, la interconexión actual está limitada dependiendo de las condiciones del sistema a una capacidad de 30MW. Las inversiones en el sector eléctrico, incluyendo su segmento de transmisión, deben ser realizadas con la anticipación requerida para el crecimiento del sistema tanto nacional como regional. Los últimos planes indicativos de la expansión de la generación 2006-2014 emitidos por CNE indican la necesidad del desarrollo de proyectos hidroeléctricos medianos y geotérmicos que oscilan entre los 350 y 400 MW que se encuentran distribuidos a lo largo del territorio nacional. El plan de transmisión asociado a estas necesidades de largo plazo asciende a más de US\$103 millones de dólares en obras que incluyen transmisión, transformación y compensación. Con la entrada del proyecto SIEPAC que escalará el nivel actual de interconexión hasta 300MW, se espera que hasta el 65% de la nueva instalación de capacidad de generación provenga de recursos hidroeléctricos y geotérmico que tendrán que ser trasgados por la interconexión regional y las redes nacionales, con lo cual el gobierno, en paralelo a la estrategia para el sector interno, considera importante en la estrategia afirmar su compromiso con la integración regional y realizar las inversiones en refuerzos nacionales de ENATREL que son necesarias para el proyecto de transmisión regional que se encuentra actualmente en proceso de construcción.

D. Estrategia del Banco en el sector y el país

- 2.13 El proyecto es consistente con las estrategias del Banco para la región, el sector y el país. En este marco el proyecto apoya al eje de integración regional y en especial del sector energía descrito en los documentos de Programación Regional para Centroamérica (GN-2126-2), al impulsar los procesos de integración en el sector hidrocarburos y electricidad

que permitan el desarrollo más eficiente de la infraestructura regional y en particular el proyecto SIEPAC. Adicionalmente, en la actualización de la estrategia para el país GN-2251-8 se destaca como principal eje de acción el apoyo al crecimiento económico. El proyecto contribuye al logro de los objetivos de las políticas sectoriales OP-708, OP-733 y OP-733-1 por las siguientes razones principales: (i) el proyecto contribuirá a la sostenibilidad financiera del sector; (ii) mejora la eficiencia en la operación del sistema eléctrico nacional; y (iii) impulsará la competitividad y eficiencia el mercado eléctrico nacional al aumentar las posibilidades de suministro. Nicaragua reformó el sector eléctrico adoptando una estructura y marco regulatorio conforme a lo estipulado en las condiciones básicas de la Política de Servicios Públicos del Banco (OP-708), incluyendo la separación de roles de formulación de políticas, regulación y operación, la adopción de una estructura de mercado que incentiva la eficiencia, la adopción de un marco legal y regulaciones adecuadas. El éxito de las reformas no es concluyente, ya que el proceso de transición que se buscaba nunca culminó, los incrementos de los precios de petróleo pusieron cada vez mas estrés a la institucionalidad del sector, y en la capacidad de la empresa de distribución para recuperar el nivel de pérdidas ¶2.6, con lo cual, en el transcurso del año 2006 se agravó de manera considerable la situación financiera del sector en relación directa a estas pérdidas de distribución. Como se menciona en ¶2.11, el gobierno en la actualidad se encuentra impulsando una estrategia para la normalización de las condiciones del sector.

- 2.14 En lo particular la actualización de la Estrategia de País con Nicaragua (GN-2251-8), aprobada en Mayo del 2005 se destaca el eje de acción de competitividad y crecimiento económico. La operación es fundamental para lograr la operación confiable del sistema interconectado nacional dentro del mercado eléctrico regional, lo que incrementará en el mediano plazo el número de posibles fuentes de suministro de energía, incrementando así la competitividad tanto del mercado interno como del externo con los consecuentes beneficios posibles en la reducción de precios a los consumidores del servicio, impulsando así de manera adicional la competitividad de la industria. La operación al mismo tiempo formará parte complementaria del programa de inversión que ENATREL debe ejecutar de acuerdo a la demanda prevista de transporte de energía que requiere el país, actividad fundamental para el desarrollo económico de prácticamente todos los sectores de la economía.
- 2.15 Esta operación específica de refuerzos nacionales a la red de transmisión de ENATREL es originada por las necesidades en el proceso de integración regional con el proyecto SIEPAC, obras que deberán estar culminadas en el primer semestre del año 2009 para asegurar la operatividad del sector eléctrico integrado. Adicional a esta operación, y con el objetivo de apoyar al Gobierno en la estrategia para viabilizar y normalizar las operaciones del sector eléctrico interno, el Banco se encuentra en un proceso de diálogo con las autoridades del sector energía para estructurar una operación encaminada a apoyar al Gobierno en su estrategia la normalización del sector, ¶2.10, encaminada a la recuperación financiera del sector que incluiría entre otros aspectos: (i) fortalecimiento al reciente creado ministerio y fortalecimiento al órgano regulador; (ii) programa conjunto para la reducción de pérdidas para usuarios en asentamientos urbanos desprotegidos y otro para grandes usuarios; así como (iii) apoyo para obras de inversión y modernización de mediano plazo en el sector de generación y transmisión. Se busca con esta estrategia

localizar recursos públicos puntuales en los elementos del sector que colaboren con el restablecimiento de condiciones financieras sanas y posterior crecimiento del sector.

E. Experiencia del Banco en el país

- 2.16 La operación pública más reciente de inversión en el sector eléctrico de Nicaragua es el préstamo híbrido 1017/SF-N1 por US\$46 millones, aprobado en 1998 antes de las reformas a la Ley de Electricidad, cuyo ejecutor era ENEL e incluía el financiamiento para obras de transmisión, transformación, distribución y modernización del centro de control y aspectos de telecomunicaciones. El préstamo pasó a ser ejecutado para la empresa subsidiaria de transmisión que resultó del proceso de reformas ahora ENATREL. Este préstamo cuenta con un saldo de US\$2.9 millones, los cuales serán totalmente desembolsados en el primer semestre de este año. La ejecución del programa ha sido satisfactoria, con retrasos menores en algunos de sus proyectos de transmisión originados en la adquisición de servidumbres.
- 2.17 Adicionalmente, en 1997 se apoyó con dos préstamos por US\$40 millones a ENEL (ENATREL) correspondiente al aporte de Nicaragua para la construcción de la línea de transmisión SIEPAC que están siendo ejecutados por la EPR. Los recursos se encuentran comprometidos en su totalidad, con los contratos de construcción de la línea firmados y se espera que su proceso de desembolso culmine prácticamente con la terminación de la línea de transmisión en el primer semestre del año 2009, que es el tiempo en el cual todos los países de Centroamérica se comprometieron a tener instalados los refuerzos de transmisión en sus redes nacionales.
- 2.18 En el ámbito del sector privado, en Diciembre de 1999, el Banco otorgó financiamiento por US\$10,75 millones, conjuntamente con préstamos B en total de US\$14 millones (para un total de US\$24,75 millones) a la planta de generación eléctrica Tipitapa. El proyecto comprende la construcción, propiedad y operación de una planta de generación de 50,9 MW localizada 20 km al este de Managua. El Proyecto comenzó a operar comercialmente en Marzo de 1999 y forma parte importante del suministro de generación al país, a través de un contrato PPA con las distribuidoras de Unión Fenosa. Los problemas financieros del sector que se propagaron al segmento de generación ¶2.7 afectaron de manera temporal el proyecto, sin embargo, éste se encuentra a tiempo y forma con las obligaciones de pago; el préstamo B fue totalmente prepagado el 15 de Febrero de 2007, tal como fue estipulado.
- 2.19 Por otra parte, el Banco ha venido apoyando a la CNE en una serie de cooperaciones técnicas que incluyen entre otras: una cooperación para el desarrollo de la generación eólica en sistemas aislados por US\$300 mil, y una cooperación técnica para el desarrollo de la eficiencia energética por US\$700 mil. Dentro del Programa de Integración Energética Mesoamericana y de la Matriz de Acciones para el Desarrollo e Integración Energética de Centroamérica se cuenta con una cooperación técnica por más de US\$2 millones para: el apoyo al Grupo Regional de Biocombustibles, al Grupo de Trabajo para la Introducción del Gas Natural y el Grupo de Trabajo de Hidrocarburos.

- 2.20 **Lecciones aprendidas.** Las intervenciones del Banco en el ámbito de la transmisión con la República de Nicaragua y la región generan otras importantes lecciones aprendidas, dentro de las cuales se pueden destacar: (i) el incremento en las dificultades para la adquisición de derechos de vía está presente en toda la región, aún cuando Nicaragua tiene un record más exitoso que otros países de la región, en esta operación se asegurará contar con un plan y mecanismo de seguimiento para su cumplimiento; (ii) las empresas de transmisión resultantes de los procesos de reforma en varios de los países de la región, se concentran en sus funciones específicas y la separación de funciones ha traído mejoras en su gestión focalizada, sin embargo, los aspectos de sostenibilidad financiera siguen requiriendo atención, sobre todo en empresas de transmisión inmersas en sectores eléctricos que enfrentan algún tipo de problema financiero estructural más amplio; y (iii) la cooperación que se ha dado entre las empresas de transmisión nacionales de la región es conveniente de ser resaltada como experiencia positiva, existe un amplio nivel de colaboración desde aspectos técnicos y operativos, hasta cooperación en inversiones regionales como es el caso de la EPR.

F. Estrategia del Proyecto

- 2.21 La presente operación financiará los refuerzos a la red nacional de transmisión que corresponde realizar a Nicaragua, a través de su empresa de transmisión ENATREL, para recibir la interconexión eléctrica y viabilizar su operación dentro de los estándares de confiabilidad y calidad establecidos para el mercado eléctrico región. En específico los refuerzos nacionales de transmisión evitan que para eventos en la red de transmisión nacional se pueda por una lado, mantener el sistema Nicaragüense operando, y evitar que las fallas se propaguen al sistema Centroamericano, manteniendo por tanto la capacidad de importación y exportación de energía en el sistema regional, aún ante la ocurrencia de las contingencias comunes en el sistema.
- 2.22 El proyecto se está desarrollando en el contexto de un esfuerzo de integración eléctrica regional en que están involucrados los seis países de América Central. La definición de las obras en cada país son resultado de un análisis integrado coordinado por el Grupo de Refuerzos Nacionales establecido para tal efecto. En los estudios se tiene como estrategia fundamental determinar las obras que permitirían importar y exportar hasta 300MW entre pares de países vecinos ante las contingencias más previsibles en el sistema y manteniendo las condiciones de seguridad del sistema. Los estudios concluyeron con la definición de las obras requeridas en cada país, el Grupo de Trabajo estableció un calendario de trabajo para dar seguimiento al desarrollo de las obras de cada país que deberán ser concluidas en el primer semestre del año 2009.
- 2.23 El proyecto está enmarcado en la estrategia regional para dar cumplimiento a los acuerdos descritos y específicamente en las obras necesarias para la red de transmisión de Nicaragua. Estas obras, convencionales dentro la industria de transmisión de electricidad, consisten en una línea de transmisión, aumento de la capacidad de transformación y aumento de la capacidad de reserva reactiva en el sistema; obras que son necesarias para mantener la seguridad del sistema tanto nacional como regional, ante contingencias en la red de transmisión.

III. EL PROGRAMA

A. Objetivos y descripción

- 3.1 El objetivo del proyecto es el de asegurar que el sistema de transmisión de Nicaragua esté adaptado para la recepción de la interconexión eléctrica, línea SIEPAC, y en lo particular se pueda comercializar la energía cumpliendo con los criterios de seguridad y confiabilidad operativos establecidos para el Sistema Eléctrico Regional (SER). De manera específica las inversiones son necesarias para asegurar la transferencia de energía en hasta 300 MW, tanto en el sentido exportación como importación por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con lo anterior se asegurará desde el punto de vista operativo que el comercio regional de electricidad se puede llevar a cabo de manera segura y confiable aún ante las contingencias que suceden en las redes eléctricas.
- 3.2 El proyecto tiene tres componentes, a saber: (i) obras de transmisión en 230 KV; (ii) obras de transformación 230/138 KV y equipos de compensación; y (iii) fortalecimiento institucional en seguridad operativa y regulación de la transmisión. Los objetivos y descripción específica de cada uno de estos componentes se presentan a continuación.
- 3.3 **Obras de transmisión en 230 KV.** De importancia para garantizar la seguridad operativa del SER ante la contingencia más común del sistema eléctrico Nicaragüense, y que tiene efectos directos en el SEN e impactos futuros en SER una vez entre en operación la línea SIEPAC. La salida de la línea de transmisión entre las subestaciones Planta Nicaragua a Los Brasiles ha ocasionado desde pérdidas de carga hasta el colapso total del sistema. Esta contingencia hasta el momento ha sido tratada mediante acciones de emergencia como la Desconexión Automática de Carga (DAC). Esta línea de transmisión tiene 81 Km de longitud, de los cuales 40 Km son nueva construcción y el resto corresponden al montaje de un segundo circuito sobre una línea de transmisión existente. En este mismo nivel de tensión se realizarán las adecuaciones de la subestación de salida en Planta Nicaragua, para incorporar un arreglo de interruptor y medio necesario para la nueva línea de transmisión.
- 3.4 **Obras de transformación en 230/138 KV y equipos de compensación.** . Estas obras son necesarias para evitar que con transferencias en el futuro mercado eléctrico regional y para contingencias en Nicaragua se impacte desde el punto de vista operativo los sistemas de Costa Rica y Panamá; la contingencia de transformador en la subestación Masaya desestabiliza estos sistemas, lo cual es resuelto con la instalación de un nuevo transformador de 75 MVA, 230/138 KV en la subestación Masaya, incluyendo las bahías de acceso asociadas. Adicionalmente se instalarán 49MVAR de compensación reactiva distribuidos en diez diferentes subestaciones del sistema requeridos para mantener los niveles de reserva de reactivos ante contingencias en el sistema eléctrico nacional y regional y cuyo objetivo principal es evitar colapsos de voltaje que puedan llevar a la suspensión.
- 3.5 **Fortalecimiento institucional.** Con este componente se apoyará en el fortalecimiento de la Dirección de Planeación de ENATREL con herramientas y capacitación en el área de

la expansión de la transmisión y de seguridad operativa. Al mismo tiempo se apoyará con estudios específicos en precios y tarifas a la Unidad de Normas y Tarifas. Este apoyo permitirá colaborar con el crecimiento de las capacidades técnicas de la empresa con miras a colaborar con la definición de planes de expansión a futuro y con el diálogo con el regulador del sector en el proceso de fijación tarifaria para la actividad de transmisión.

B. Costo y financiamiento

- 3.6 El Cuadro II-1 presenta las estimaciones del costo total del proyecto y el financiamiento propuesto. El costo total del proyecto es de US\$14.755 millones. El financiamiento del Banco se realizará mediante un préstamo de inversión por US\$12.498 millones, que representa el 84% del total. El aporte local por los US\$2.257 millones restantes está distribuido entre costos de ingeniería a realizar por la empresa, adquisición de derechos de vía y mano de obra local.

Cuadro III-1

Costo y financiamiento US\$ miles			
Categoría	BID	Local	Total
1. Ingeniería y Administración	650	480	1130
1.1 Supervisión e Ingeniería		480	
1.2 Apoyo Unidad Ambiental	300		
1.2 Fortalecimiento ENATREL	350		
2. Costos Directos	10,508	1,677	12,185
2.1 Obras de transmisión	8,584	1,281	9,865
2.2 Obras de transformación y equipos de compensación	1,924	396	2,320
3. Imprevistos	1,040	0	1,040
4. Gastos financieros	300	100	400
4.1 Comisión de Compromiso		100	
4.2 Intereses	200		
4.3 Comisión de Inspección y Vigilancia	100		
Total Proyecto	12,498	2,257	14,755
	85%	15%	100%

IV. EJECUCIÓN DEL PROYECTO

A. Ejecución y administración del Proyecto

- 4.1 El prestatario será la República de Nicaragua. El ejecutor del proyecto será ENATREL, a través la Unidad Coordinadora (UC) de Proyectos de la Dirección de Ingeniería y Proyectos. La responsabilidad superior por el logro del cumplimiento de los objetivos y metas del proyecto será de la Presidencia Ejecutiva. La UC coordinará la ejecución del proyecto que en sus aspectos técnicos contará con el respaldo de la Dirección de Ingeniería y la Dirección de Planificación; en los aspectos administrativos y de adquisiciones con la Unidad de Adquisiciones de la Gerencia Administrativa y de Finanzas; y adicionalmente contará con el apoyo de la Dirección de Asesoría Legal. La

estructura de coordinación propuesta se considera adecuada para la ejecución de este proyecto.

- 4.2 ENATREL cuenta con experiencia en ejecución de proyectos del Banco y de otras agencias internacionales. ENATREL a su vez ejecuta con la KFW de Alemania un proyecto para la construcción de una línea de transmisión de 14 Km de Masaya a Granada en 138 KV y una subestación de 40 MVA, el cual tiene un costo total 3.2 millones de Euros. Adicionalmente se ejecutan con fondos de Instituto del Crédito Oficial (ICO) del gobierno de España un proyecto por 3.6 millones de Euros para la construcción de la línea de Transmisión Ticuantepe-Anillo de Managua. A lo largo del período 2000 a 2006, ENATREL ha ejecutado proyectos de suministro y montaje en diferentes proyectos de transmisión por más de 90 millones de dólares.
- 4.3 La adquisición de obras y bienes y la selección y contratación de consultores para el Programa se regirá por las políticas del Banco contenidas, respectivamente, en los documentos GN 2349-7 y GN 2350-7, y con lo establecido en el Contrato de Préstamo. Un Plan de Adquisiciones será acordado con el Ejecutor. Este plan cubrirá las adquisiciones de la totalidad del proyecto y será actualizado anualmente. El Plan de Adquisiciones estará disponible en la página Internet del Banco en www.iadb.org. De una evaluación de la Unidad de Adquisiciones se ha identificado de manera preliminar que para los procesos de Licitación Pública Internacional y Nacional (LPI y LPN), se hará una revisión ex-ante, pudiendo optarse por la agrupación de revisión de procesos de adquisiciones para procesos con precalificación; para procesos de adquisición de bienes por medio de Comparación de Precios inferiores a US\$25 mil que resultasen necesarios se podrá considerar revisión ex-post.

V. IMPACTO SOBRE EL DESARROLLO

A. Beneficios y resultados

- 5.1 Los beneficios del proyecto de integración eléctrica de América Central al desarrollo económico de la región se materializarán por el incremento de las transacciones de electricidad, las cuales crean las escalas necesarias para el desarrollo de proyectos de generación más eficientes y el ahorro en costos de operación por desplazamiento de energía menos eficiente. La factibilidad técnica y económica del proyecto de integración identificó beneficios para los consumidores de la región que promedian \$513 millones, contra inversión, operación y mantenimiento de la transmisión por \$150 millones; de estos beneficios US\$29 millones correspondientes a Nicaragua.
- 5.2 En lo particular el proyecto de refuerzos nacionales a la red de transmisión de Nicaragua aporta beneficios complementarios directos en la confiabilidad y seguridad del sistema tanto nacional como regional. El sistema eléctrico de Nicaragua es muy vulnerable a contingencias comunes⁴ que han ocasionado el colapso total del sistema⁵ en más de dos ocasiones en promedio en los últimos tres años, con las consecuentes pérdidas generales

⁴ i.e., salida de la línea de transmisión Planta-Nicaragua – Los Brasiles.

⁵ Apagones generalizados por problemas de la confiabilidad en la red de transmisión.

en la economía y competitividad del país. En el ámbito regional, el proyecto incrementará la confiabilidad y seguridad del sistema regional y evitará que eventualidades operativas en los sistemas vecinos se propaguen a todo el sistema regional ocasionando en casos extremos el colapso del sistema regional una vez que estos operen de manera coordinada con la infraestructura de la nueva línea SIPEAC.

- 5.3 Se espera por lo tanto obtener un sistema que opera en condiciones de confiabilidad de acuerdo a las normas establecidas para todo el sistema eléctrico de América Central, reduciendo el número de salidas en el sistema y la energía no servida por colapsos tanto en el sistema nacional como regional, así como energía no servida desde las transacciones regionales.

B. Aspectos sociales y ambientales

- 5.4 El proyecto de refuerzo, en lo que respecta a transmisión, se encuentra dentro del corredor analizado en el Estudio de Impacto Ambiental de la línea SIEPAC, que fuese analizado y aprobado por MARENA para el otorgamiento de la licencia ambiental, el trazado fue evaluado a detalle mediante un EsIA. Un segundo segmento del refuerzo de transmisión consiste en el montado de una segunda fase de conductores sobre una línea ya existente en operación. Pese a lo anterior, durante misión de identificación, se realizó una inspección de campo con el objetivo de visualizar si las condiciones descritas en el EsIA mencionado que no habían cambiado a la fecha.
- 5.5 Se corroboró que la línea de refuerzo transcurre en su totalidad por zonas agropecuarias, sin evidencia de ecosistemas sensibles o frágiles, como bosques, áreas protegidas o sitios de patrimonio. De igual manera por la evidencia de escasos asentamientos humanos, no se prevé conflicto con poblados o zonas urbanas en expansión; en caso de ser necesario el traslado de pequeñas viviendas se hará siguiendo lo establecido en la política OP-710. Por lo tanto se puede afirmar que no se estima la ocurrencia de Impactos Ambientales o Sociales en su construcción y operación, que ameriten atención adicional a la implementación de las normas que ya aplican para el proyecto SIEPAC y que se especifican en el Plan de Manejo Ambiental del proyecto; este plan de Manejo Ambiental será descrito con más amplitud en el informe de proyecto.
- 5.6 El resto de las obras se refieren a la instalación de nuevos equipos de compensación y de transformación dentro de subestaciones ya existentes, se realizarán nuevas visitas de campo durante misión de análisis para identificar fortalecimiento de la Unidad Ambiental de ENATREL, ya que se han identificado de manera preliminar áreas de oportunidad de mejora en algunas subestaciones de mayor edad que, a diferencia de las nuevas subestaciones de ENATREL, no cuentan con sistemas para la recolección de aceites. En este sentido, como parte del proyecto, se estará financiando el equipamiento de fosas de prevención de derrames de aceites en estas subestaciones, así como el acondicionamiento de un sitio para el confinamiento definitivo de PCB's; el cuadro de costos considera ya este componente que está siendo diseñado a detalle por la Unidad Ambiental.

VI. ASPECTOS ESPECIALES

- 6.1 Durante la preparación el equipo de proyecto focalizará sus esfuerzos en: (i) asegurar que la preparación de este proyecto sea a tal detalle que se asegure su adecuada ejecución, a la luz de las responsabilidades adicionales de ENATREL en el marco de la compleja situación interna del sector; (ii) continuar el diálogo con INE para, dentro del proceso de recuperación del sector y tomando en cuenta el diálogo actual de las autoridades con el Banco, continuar expresando la opinión del equipo sobre la necesidad de la mejora de las tarifas en el sector de transmisión, y se identificarán los planes que existan para lograr su recuperación paulatina; (iii) en relación con el punto anterior, se determinará el mecanismo de traspaso de recursos del Gobierno a ENATREL, así como el repago de los mismos que deba aplicar; (iv) acordar un esquema de seguimiento e indicadores para el cumplimiento de los objetivos del proyecto; (v) un plan y mecanismo de seguimiento para la adquisición de servidumbres; y (vi) diseñar una estrategia para el fortalecimiento de las capacidades en el campo de la operación y planeación de los sistemas de transmisión para ENATREL.

VII. RIESGOS

- 7.1 El Cuadro siguiente resume los riesgos críticos del Programa y las medidas de mitigación previstas:

CUADRO VII-1 RIESGOS CRÍTICOS DEL PROGRAMA	
Riesgo	Medidas Mitigación
Demoras en aprobación Legislativa. Que el trámite de aprobación por parte del Poder Legislativo pudiera demorar el inicio de ejecución del Programa, retrasando la obtención de los beneficios.	Aunque este riesgo está fuera de control del Programa, se considera que el mismo es mitigado por el apoyo que ha manifestado el actual Gobierno por medio del Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Hacienda, así como por la composición favorable actual del congreso.
Retraso en obras complementarias Que se retrasen obras asociadas al presente proyecto que son construidas por el proyecto SIEPAC a través de la EPR	La EPR ha iniciado la construcción de las obras del proyecto SIEPAC y se encuentra en proceso de adjudicación de las obras en subestaciones y de compensación reactiva. Durante el análisis del proyecto se evaluará el calendario de trabajo.
Sostenibilidad financiera. Que se deteriore la situación financiera de ENATREL debido a falta de recuperación de los niveles tarifarios.	El Gobierno a través del recientemente creado Ministerio de Energía y Minas y en Coordinación con las entidades del sector, en especial el INE, están en las fases iniciales de implementar un plan de normalización de la situación financiera del sector. Durante el análisis de la operación se evaluarán proyecciones financieras de la EMPRESA y los avances en materia tarifaria.
Retraso en ejecución por servidumbres. Retraso en la contratación de las obras y montaje debido a los procesos de licitación	ENATREL se apoyará en la experiencia exitosa que la EPR tuvo en Nicaragua, para la adquisición de 10mts adicionales del primer tramo de 40Km, así como en los 8 Km de nuevos derechos.

VIII. ESTADO DE PREPARACIÓN Y PLAN DE ACCIÓN

- 8.1 El proyecto está identificado en su totalidad, se tienen los estudios técnicos, económicos y financieros avanzados, los aspectos ambientales y sociales están siendo revisados de manera adicional por una consultoría especializada que comenzó con un diagnóstico durante la misión de identificación. Se está en proceso de detallar el plan de adquisiciones y de hacer una evaluación detallada del calendario de actividades y la definición detallada de los indicadores numéricos del marco lógico.

**REFUERZOS A LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN
CON EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL**

NI-L1015

MARCO LÓGICO

Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
Fin (impacto)			
Contribuir al incremento de la competitividad y seguridad del sistema eléctrico nacional y su integración con el sistema eléctrico regional	<p><i>A partir de la entrada en operación el proyecto de refuerzos y el proyecto SIEPAC</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se incrementan las transacciones netas de energía: en XXXX MWh para el año 1; XXX MWh para el año 2; XXX MWh para el año 3; y XXX MWh para el año 4. La red nacional de transmisión cumple con los criterios de desempeño mínimo del SEN y los criterios de seguridad y calidad del SER. 	<ul style="list-style-type: none"> Estadísticas del EOR y CRIE Informes de Operación de EOR y del CNDC 	<ul style="list-style-type: none"> Se mantiene el soporte político e institucional hacia la visión de integración Se mantienen condiciones adecuadas en la regional para el desarrollo de los proyectos de generación Se mantiene el proceso de convergencia de las regulaciones nacionales y regionales
Propósito (resultado)			
Asegurar la confiabilidad tanto del sistema eléctrico nacional, como del sistema eléctrico regional para niveles de transporte hasta por lo menos 300MW	<p><i>Al entrar en operación todo el proyecto:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se limita la energía nacional no servida debida debido a colapsos por debajo de: XXX % en el año XX; de XXX % en el año XX; XXX % en el año XX y XXX % en el año XX. <p><i>Al entrar en operación del proyecto SIEPAC</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> Informe anual estadístico del CNDC Informe de Mantenimiento de ENATREL 	

**REFUERZOS A LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN
CON EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL**

NI-L1015

MARCO LÓGICO

Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
	<ul style="list-style-type: none"> Se limita la energía regional (transacciones) no servida debida debido a colapsos por debajo de: XXX % en el año XX; de XXX % en el año XX; XXX % en el año XX y XXX % en el año XX. 		
Componentes (productos)			
<p>1.1 Obras de transmisión en 230 KV: Línea Planta Nicaragua a Masaya.</p> <p>Aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y asegurar el transporte confiable de 300MW de generación al/del sistema eléctrico regional.</p>	<p><i>A los XXX meses de cumplimiento de condiciones previas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se tienen contratados las obras para la adecuación de Masaya y la línea de Transmisión <p><i>A los XXX meses de cumplimiento de condiciones previas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se tienen adquiridos la extensión de derechos de vías y los derechos en los 8km nuevos. <p><i>A la puesta en operación de las obras:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> De adecuación de la subestación Masaya y de la línea de transmisión Planta Nicaragua – Masaya se evita el colapso del sistema para salidas de la línea Planta Nicaragua – Los Brasiles, Los-Brasiles-Ticuantepé y Planta Nicaragua – Ticuantepé. Se evita el colapso del sistema regional para fallas de interruptor en Planta Nicaragua. De la líneas de transmisión compensación por 49 MVAR en subestaciones⁶ se garantizan los niveles de reserva reactiva en el sistema para que evite el colapso de tensión en ante contingencias sencillas⁷ 	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso del Proyecto Informe anual estadístico del CNDC Informe de Mantenimiento de ENATREL Informe de seguimiento del programa de adquisición de derechos de vía 	<ul style="list-style-type: none"> Se realizan las obras de la línea Ticuantepé-Managua Se realizan las obras adicionales de compensación por parte de SIPEAC Escalamiento de la capacidad de los transformadores de medición del Anillo Managua.

⁶ Las siguientes subestaciones: Altamira, Batahola, Los Brasiles, Managua, El Periodista, Acoyapa, San Rafael Sur, Amerrisque, Bluefield y Corocito

⁷ A que se refiere el Estudio de Refuerzos Nacionales de Trasmisión, CEAC-GTPIR

**REFUERZOS A LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN
CON EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL**

NI-L1015

MARCO LÓGICO

Resumen Descriptivo	Indicadores de Desempeño	Medios de Verificación	Supuestos
<p>1.2 Obras de transformación: Transformador Masaya y Compensación Reactiva</p> <p>Evitar sobrecargas en la subestación Masaya y mantener niveles de voltaje que permitan la operación confiable del sistema para niveles de transporte regional por arriba de 150 MW</p>	<p><i>A los XXX meses de cumplimiento de condiciones previas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se tienen contratados el suministro e instalación del transformador de 75 MVA y de los equipos de compensación. <p><i>A la puesta en operación de las obras:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Del transformado de 75 MVA en la subestación Masaya se evita colapso del sistema para transporte regional sur-norte por arriba de 150 MW De la compensación por 49 MVAR en subestaciones⁸ se garantizan los niveles de reserva reactiva en el sistema para que evite el colapso de tensión en ante contingencias sencillas⁹ 	<ul style="list-style-type: none"> Informe de progreso del Proyecto Informe anual estadístico del CNDC Informe de Mantenimiento de ENATREL 	<ul style="list-style-type: none"> Se realizan las obras de la línea Ticuantepe-Managua Se realizan las obras adicionales de compensación por parte de SIPEAC Escalamiento de la capacidad de los transformadores de medición del Anillo Managua.
<p>1.3 Fortalecimiento Institucional: Planeación y Aspectos Regulatorios</p> <p>Incrementar las capacidades técnicas de ENATREL en el ámbito de la planeación y seguridad operativa y aspectos de regulación de la transmisión</p>	<p><i>Al terminar el proceso de capacitación y suministro de modelos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Se incrementan las capacidades del personal capacitado Se generan planes de expansión de largo plazo <p>¹⁰</p>	<ul style="list-style-type: none"> Informe del proyecto y evaluación de capacitaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Los procesos de licitación atraen empresas interesadas en dar los servicios.

⁸ Las siguientes subestaciones: Altamira, Batahola, Los Brasiles, Managua, El Periodista, Acoyapa, San Rafael Sur, Amerrisque, Bluefield y Corocito

⁹ A que se refiere el Estudio de Refuerzos Nacionales de Trasmisión, CEAC-GTPIR

¹⁰ A que se refiere el Estudio de Refuerzos Nacionales de Transmisión, CEAC-GTPIR

**REFUERZOS NACIONALES DE TRANSMISIÓN PARA INTEGRACIÓN CON EL
PROYECTO SIEPAC
NI-L1015**

COSTO ESTIMADO PARA TERMINAR LA PREPARACIÓN

Descripción	Unidad	Total
Misiones	Número	2
Staff FI2 – Sede	Persona-semana	12
Staff Departamento Legal	Persona-semana	2
Representación COF/CNI	Persona-semana	4
TOTAL	Persona-semana	20
Consultores: No se estima que sea necesario contratar consultores adicionales a los ya contratados		