

**COOPERACIÓN TÉCNICA NO REEMBOLSABLE ATN/OC-14905-HO “APOYO AL PROYECTO
DE REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO
CAÑAVERAL - RIO LINDO”**

TÉRMINOS DE REFERENCIA

HO-T1210-19-3CV-CI

“EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDROELÉCTRICO ESTATAL PROPIEDAD DE LA ENEE”

I. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) fue creada mediante Decreto Ley 48 del año 1957 como empresa estatal responsable de prestar el servicio y de desarrollar, operar y mantener la infraestructura de generación, transmisión y distribución de energía de su propiedad. Posteriormente, en 1994, se aprobó la Ley Marco del Subsector Eléctrico, orientada a promover la participación privada en la generación y distribución y creando instancias de responsables en la formulación de políticas y regulación del sector eléctrico. La ENEE está organizada en tres subgerencias regionales responsables de la distribución, que atienden las zonas Nor-Occidental, Centro-Sur y Litoral Atlántico, respectivamente; una Subgerencia Técnica, y una Subgerencia Administrativa/Financiera, que dependen de la Gerencia General siendo sus oficinas centrales en la ciudad de Tegucigalpa.

En noviembre de 1994 el Congreso de la República aprobó la “Ley Marco del Subsector Eléctrico”, en respuesta a una grave crisis de suministro, esta Ley abrió las actividades del sector a la inversión y a la gestión privada. Sin embargo, los gobiernos implementaron sus disposiciones solo parcialmente, y la ENEE continuó operando como empresa verticalmente integrada. Esta Ley establecía los principios básicos para la organización moderna de la industria de la energía eléctrica, y mandaba la separación de actividades, la privatización de la distribución, y la introducción de la competencia. En la práctica, la apertura se limitó a la generación.

Desde 1994, la expansión de la generación la han hecho inversionistas privados que han instalado una capacidad total de unos 1,600 MW con una inversión de más de \$2,000 millones, lo cual ha permitido responder al crecimiento de la demanda durante los 20 años transcurridos desde la reforma legal de 1994.

Además de la Ley Marco, Honduras firmó en 1996 con los demás países de la región el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo, ratificados por el Congreso Nacional en 1998. En 2006, el gobierno firmó también el Segundo Protocolo al Tratado, ratificado por el Congreso en 2007. El proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central), financiado por el BID, el gobierno de España y otros, reforzó la red de transmisión regional y creó además las instituciones y marco regulatorio de un Mercado Eléctrico Regional (MER). Hay un Operador del Sistema Regional, el Ente Operador Regional (EOR), localizado en El Salvador, que administra el MER. Hay además una comisión reguladora, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE, con sede en Guatemala, que establece las reglas y supervisa el funcionamiento del MER.

El proyecto SIEPAC creó además una empresa de transmisión regional, la Empresa Propietaria de la Red, EPR, con sede en Panamá. Las empresas eléctricas estatales de América Central son socios de la EPR, como lo son también la Empresa Nacional de Electricidad, ENDESA, de España, Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de Colombia y la Comisión Federal de Electricidad, CFE, de México

En el año 2014 mediante Decreto 404-2013 del 20 de mayo 2014, se publicó en el Diario Oficial la Gaceta la “Ley General de la Industria Eléctrica” (LGIE) que implica entre otros la separación de las actividades del sector eléctrico de manera tal que la ENEE pueda concentrar sus esfuerzos en el desarrollo de los recursos naturales renovables del país, con el apoyo del sector privado en las tareas subsidiarias de operación, transmisión y distribución. Asimismo plantea una nueva estructura, organización y operación para el funcionamiento del sector eléctrico incorporando prácticas modernas de gestión que permitan el funcionamiento eficiente del sector.

El sistema eléctrico de Honduras tuvo en 2015 una demanda máxima de 1,400 MW y un requerimiento anual de energía de unos 8,700 GWh. La capacidad de generación instalada es de 2,200 MW, de los cuales 575 pertenecen a la ENEE y a la Secretaria de Agricultura y Ganadería (SAG), y 1,625 a generadores privados. La generación base del sistema eléctrico hondureño la hacen centrales diesel usando bunker C como combustible. Desde 1998, el país ha promovido la generación renovable mediante un sistema de incentivos fiscales y de precio garantizado (feed-in tariff) pagado por ENEE. En este momento la composición del parque de generación es la siguiente:

Bloque	MW Instalados
Térmica estatal	115
Térmica privada	806
Hidroeléctrica estatal	460
Pequeño hidro privado	187
Eólica	175
Solar fotovoltaica	380
Biomasa	77
TOTAL	2,200

A mediados de 2015 entraron en operación en el sistema eléctrico hondureño 380 MW de generación solar fotovoltaica, que vinieron a añadirse a 175 MW de generación eólica ya en servicio, para un total de 555 MW de generación renovable no controlable. Esto impone una demanda especial a las centrales hidroeléctricas de Cañaveral y de El Cajón, que son utilizadas para la compensación de las variaciones aleatorias del sol y del viento. Por las constantes variaciones en la apertura de los álabes móviles de las turbinas, ocasiona un mayor desgaste y mayor frecuencia de mantenimiento.

La red de transmisión hondureña usa voltajes de 230 kV, 138 kV y 69 kV. La central hidroeléctrica de El Cajón está conectada en 230 kV, Cañaveral y Río Lindo están conectados en 138 kV y El Nispero está conectado en 69 kV. La red de transmisión nacional está integrada dentro de una Red de Transmisión Regional (RTR), que se extiende sobre 1,800 km, de Panamá a Guatemala. Esta red está conectada a México mediante una línea de 400 kV. Aparte de la línea de interconexión con México, el voltaje más alto en la región es de 230 kV. La capacidad instalada del sistema regional es de unos 13,000 MW.

En virtud de la aplicación de la LGIE, la ENEE inició su proceso de transformación institucional en el año 2014, proceso que requiere ser fortalecido para potenciar los cambios que se están efectuando en el sistema específicamente en cuanto a la generación de energía con recursos renovables, y la adopción de un esquema gerencial para la gestión de recursos empresariales; para ello es necesario contratar los servicios de un experto calificado que lleve a cabo evaluaciones y análisis de la información del recurso hidroeléctrico estatal propiedad de la ENEE; orientado principalmente a identificar posibles mejoras en las instalaciones, régimen de operación y mantenimiento para incrementar su producción y valor económico, considerando que

estas evaluaciones deben efectuarse periódicamente con la debida diligencia a fin de contar con la información técnica requerida sobre la situación de los activos de la empresa. Además estas evaluaciones servirán de insumo para elaborar un plan de inversión para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos estatales emblemáticos.

Los estudios antes descritos serán financiados con recursos de la ATN/OC-14905-HO la cual tiene como objetivo principal mejorar la eficiencia operativa y comercial de la gestión de generación de la ENEE. En las secciones siguientes se describen los objetivos, alcance de los servicios requeridos, actividades y resultados esperados de esta consultoría para la evaluación de las cinco (5) centrales hidroeléctricas propiedad de la ENEE: Cañaverl, Río Lindo, El Níspero, Francisco Morazán (El Cajón) y Santa María del Real.

II. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL:

Llevar a cabo evaluaciones y análisis de la información del recurso hidroeléctrico estatal propiedad de la ENEE con el fin de contar con un diagnóstico de cada central hidroeléctrica que permita identificar la situación actual de operación, gestión, valor económico, determinando los requerimientos de inversión y gestión que sirvan como información base para la elaboración del Plan estratégico de Generación y Plan de Inversión para el próximo trienio.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- 2.2.1 Establecer un modelo que permita identificar, verificar y monitorear el normal funcionamiento de cada central con el propósito de maximizar la producción de sus activos así como el valor económico de la producción.
- 2.2.2 Contar con elementos para el diseño de un procedimiento de evaluación periódica de las centrales hidroeléctricas.

III ALCANCE Y ACTIVIDADES A REALIZAR:

3.1 Breve descripción de las Centrales Hidroeléctricas estatales propiedad de ENEE

a) Complejo Hidroeléctrico Cañaverl - Río Lindo

Este complejo se construyó en tres etapas:

1. Cañaverl (2×14.5 MW), puesta en servicio en 1964;
2. Río Lindo primera etapa (2×20 MW), puesta en servicio en 1971; y
3. Río Lindo segunda etapa (2×20 MW), puesta en servicio en 1978.

En ocasión de la última etapa, se construyeron dos presas para desviar respectivamente los ríos Varsovia y Yure hacia el Lago de Yojoa y otra pequeña presa para añadir a la descarga de Cañaverl el agua del río Lindo a fin de alimentar con la suma de ambos caudales a la central de Río Lindo. El incremento del caudal disponible hizo pasar el factor de planta del complejo del 50 por ciento al 77 por ciento. Esto implica la posibilidad de una expansión de la capacidad instalada para optimizar el uso del agua, mediante la colocación de un mayor porcentaje de la energía en las horas de punta del sistema eléctrico.

Actualmente la ENEE está iniciando la ejecución de los préstamos BID 3435/BL-HO y JICA HO-P6 para la rehabilitación, repotenciación y modernizar las centrales de Cañaveral y Río Lindo sustituyendo las turbinas y generadores por equipos más eficientes, y la Rehabilitación y mejoras de las Subestaciones asociadas.

b) Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón) (4 × 75 MW)

La producción anual promedio es de 1,300 GWh, construida en la confluencia de los ríos Humuya y Sulaco, con un embalse que provee regulación anual. El Cajón tiene una presa de concreto de arco de doble curvatura que es una de las más altas del mundo, con 235 m. El diseño original de la central de El Cajón consideró la posibilidad de una segunda etapa en la cual se añadirían dos unidades generadoras de 75 MW cada una. El factor de planta actual es del 50 por ciento. La ENEE ha estado gestionando apoyo para los estudios relacionados con la instalación de una unidad adicional de 75 MW, con lo cual el factor de planta de la central pasaría a ser del 40 por ciento; se espera que estos estudios puedan llevarse a cabo en el año 2016.

Tal como antes se había mencionado, desde mediados de 2015, el sistema hondureño incorporó 380 MW de generación solar fotovoltaica. Anteriormente, había ya en operación 175 MW de generación eólica. Esto impone una demanda especial a las centrales hidroeléctricas de Cañaveral y El Cajón, que son utilizadas para la compensación de las variaciones aleatorias del sol y del viento.

c) Central Hidroeléctrica El Nispero (1 x 22.5 MW)

Esta central es de filo de agua y está construida sobre una sección del río Palaja, con una caída bruta de 174 metros y consta de una pequeña presa de desvío, un aliviadero con compuertas radiales, un canal de potencia revestido con concreto, una estructura de toma y un túnel a presión, revestido con concreto, de aproximadamente, 2,200 metros de longitud; y con un área de embalse de 0.365 Km². La producción anual promedio es de 72 GWh.

La central de El Nispero se ve afectada por la gran cantidad de sedimento arrastrado por el río Palaja. A lo largo de los años, la ENEE ha implementado algunas medidas para manejar la situación.

d) Santa María del Real (1 x 1.2 MW)

Esta es una pequeña central de una sola unidad de 1.2 MW, localizada en el municipio del mismo nombre, en el departamento de Olancho; y que consta de una presa de mampostería de 3.0 M. de altura con bocatoma desarenador lateral y tanque regulador, tubería de presión de 3.6 kilómetros de longitud aproximadamente, edificio central de mampostería para alojar el equipo mecánico y eléctrico y que también aloja las facilidades para los encargados de control de la planta.

3.2 Alcances

La evaluación y análisis de la información de cada central hidroeléctrica estatal propiedad de ENEE que se detallan en el numeral 3.1 de estos TDR, deberá incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- La condición actual general de cada complejo;
- Nivel de la tecnología utilizada en las instalaciones y equipos, en comparación con la tecnología actual que constituye el estado del arte en cada central;
- Estado físico de los equipos, detectado mediante inspecciones visuales y pruebas que personal de ENEE pueda realizar con los equipos y materiales de medición que dispone;

- Régimen de operación de las centrales, y las restricciones de operación que lo condicionan;
- Comparación de la producción estimada durante el diseño y la que indican los registros históricos;
- Producción y absorción de potencia reactiva;
- Sistema de gestión del mantenimiento aplicado por la ENEE, así como los registros de inspecciones y de intervenciones de mantenimiento preventivo y correctivo;
- Método aplicado para la gestión del mantenimiento de las centrales hidroeléctricas de la ENEE1,
- Seguridad de Presas, condición física de los componentes, unidades generadoras, defectos debilidades indicaciones de deterioro;
- La dotación de personal que ENEE dedica a la operación y mantenimiento, en su cantidad y en las proporciones en que están representadas las diferentes especialidades;
- Los presupuestos de operación y mantenimiento.
- Régimen de operación de las centrales, restricciones observadas, y posibilidades de mejoras
- Evaluación económica de los activos sustantivos de cada Central Hidroeléctrica

3.3 Metodología

Se estima que debe aplicar una metodología similar o equivalente a la desarrollada por HAP (Hydropower Advancement Project) del Departamento de Energía de los EE.UU., para la inspección y evaluación sistemática y la calificación cuantitativa del estado de cada parte. Como en la metodología del HAP, las calificaciones serán ponderadas con pesos asignados a los factores evaluados por una parte y a los componentes de los complejos hidroeléctricos en función de su importancia para el conjunto por otra. El método debe permitir, por agregación, calcular un indicador de estado para cada unidad generadora y cada otro componente del conjunto, hasta llegar a la evaluación cuantitativa del complejo en su totalidad.

El Consultor deberá recomendar las pruebas de diferente tipo que proponen realizar a las turbinas, generadores y transformadores de unidad, y para las cuales serán necesarios materiales e instrumentos de prueba, la ENEE pondrá a disposición del Consultor el personal técnico para realizar las pruebas y quedara a criterio del Consultor si presenciara el desarrollo de las mismas. La ENEE cuenta con ciertos instrumentos de prueba (Ver Anexo 1) que pondrá a la disposición del Consultor. El Consultor deberá aportar cualquier instrumento o material de prueba adicional que sea necesario.

Es importante que conozca cada uno de los complejos hidroeléctricos mediante la recolección, lectura y análisis de documentación – planos y manuales de las instalaciones, registros de operación y mantenimiento – así como entrevistas con el personal técnico a cargo de los complejos, familiarizarse con la historia de cada uno de los complejos desde su construcción y puesta en servicio, pasando por los eventuales problemas de operación, accidentes, mantenimientos mayores, modernización de componentes, y cualesquiera otros cambios que se hayan producido desde la puesta en servicio original.

Las inspecciones y evaluación del estado de los complejos deberán llevarse a cabo siguiendo una clasificación jerarquizada de las instalaciones y equipos teniendo en cuenta la clasificación jerarquizada del método MECEP utilizado por la ENEE para la gestión del mantenimiento de los complejos hidroeléctricos. Considerando la información que disponga ENEE respecto al desarrollado de inspecciones realizadas a los complejos a evaluar, el Consultor deberá planificar inspecciones detalladas en coordinación con el personal técnico de la ENEE.

¹ El método utilizado actualmente por la ENEE es el MECEP (Méthode de Contrôle et d'Entretien Préparé)

Para la ejecución de los trabajos, el consultor desarrollará una metodología participativa, con las áreas involucradas de la ENEE que le permitan recoger la información clave. No obstante lo anterior, el Consultor podrá proponer alternativas a la metodología propuesta en estos Términos de Referencia, de acuerdo a su experiencia, conocimientos y mejores prácticas aplicadas en otras instituciones de igual magnitud y características que permitan a la ENEE alcanzar con eficiencia los objetivos previstos.

3.4 Actividades a Desarrollar

Las actividades previstas para la ejecución de la Consultoría son las que a continuación se indican, aun cuando el consultor/a podrá desempeñar otras que considere oportuno para el logro de los objetivos propuestos, estas actividades se han establecido en consideración a los alcances esperados y los productos de la Consultoría que se detallan en la sección VI. “Productos e Informes a Entregar”:

- Reuniones de trabajo y jornadas de análisis e intercambio de información y elaboración con diferentes instancias de la ENEE asignadas a la gestión de las Centrales Hidroeléctricas
- Visita a cada uno de los sitios de las centrales Hidroeléctricas
- Exponer la metodología de inspecciones y de evaluación, al personal técnico asignado por la ENEE para asistirlos y para acompañar el proceso, y deberán planificar junto con ellos el proceso de inspección.
- Proponer el programa para las inspecciones visuales y las pruebas a equipos a fin de que el personal técnico de la ENEE tome las necesarias acciones de coordinación. Las inspecciones se harán respetando las reglas de seguridad establecidas para este tipo de trabajos.
- Análisis de la información y preparación del informe de resultados
- Taller de presentación de resultados

IV. DURACIÓN Y CONDICIONES DE LA CONSULTORÍA

La consultoría tendrá una duración de **siete (7) meses**, con un tiempo estimado de esfuerzo-persona de 120 días. El consultor firmará un contrato estándar que se utiliza para la contratación de consultores en proyectos financiados por el BID y se sujetará a todas las condiciones previstas en este instrumento sin excepción.

Se estima que el Consultor permanecerá en Honduras para llevar a cabo las inspecciones físicas de cada central, reuniones con el equipo de trabajo y presentación de los resultados finales para lo cual se han previsto 3 viajes internacionales.

V. MONTO Y FORMA DE PAGO

Se ha establecido para la ejecución de los trabajos un contrato de suma alzada o global, el cual incluye los gastos de la consultoría tales como honorarios, transporte (nacional e internacional), viáticos, hotel, visas y gastos menores. Se establecerá un contrato a suma alzada y la forma de pago detallada para la consultoría es la siguiente:

No. de Pago	Porcentaje del monto del contrato	Detalle del pago/Producto esperado
Primer pago	10%	Plan de Trabajo
Segundo pago	5%	Informe Preliminar Evaluación Central Hidroeléctrica Santa María del Real

No. de Pago	Porcentaje del monto del contrato	Detalle del pago/Producto esperado
Tercer pago	10%	Informe Preliminar Evaluación Central Hidroeléctrica El Níspero
Cuarto pago	15%	Informe Preliminar Evaluación Complejo Hidroeléctrico Cañaverál
Quinto Pago	15%	Informe Preliminar Evaluación Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)
Sexto pago	5%	Informe Final Evaluación Central Hidroeléctrica Santa María del Real
Séptimo pago	10%	Informe Final Evaluación Central Hidroeléctrica El Níspero
Octavo Pago	10%	Informe Final Evaluación Complejo Hidroeléctrico Cañaverál Río Lindo
Noveno pago	10%	Informe Final Evaluación Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)
Decimo Pago	10%	Informe de Taller de Presentación de Resultados de la evaluación

El Consultor recibirá su pago mediante transferencia bancaria electrónica a través del Sistema Nacional de Pagos de Honduras, Sistema de Administración Financiera Integrada (SIAFI). El Consultor (a) deberá proporcionar: (i) Nombre del Banco Intermediario; (ii) Dirección; (iii) Código Swift; (iv) ABBA; (v) Banco del Beneficiario; (vi) Código Swift del Beneficiario, (vii) Cuenta del Beneficiario, (viii) Nombre del Beneficiario y cualquier otro dato adicional. Los pagos de los productos o informes objeto de la consultoría, se efectuarán contra la presentación original de los documentos. Asimismo, el consultor deberá presentar facturas y/o recibos originales

De conformidad con la Ley del Impuesto Sobre la Renta, Decreto 182-2012, Artículo 5, inciso (3), de cada pago se retendrá el 25% por concepto de Impuesto sobre la Renta de acuerdo con la ley vigente del país, el costo por transferencia es responsabilidad del consultor. (www.dei.gob.hn)

VI. PRODUCTOS E INFORMES A ENTREGAR:

Para proceder al pago de los honorarios pactados con el consultor en su contratación, y sin perjuicio de lo establecido en los numerales anteriores, el consultor deberá entregar a satisfacción de la ENEE, los productos definidos en el siguiente cuadro, según la fecha y la calidad requerida conforme al Plan de trabajo y cronograma aceptado por la ENEE, los cuales deberán ser aprobados por la Gerencia de ENEE Generación previo a la gestación de pagos y presentación definitiva. El consultor no puede modificar ninguno de los productos citados sin la autorización escrita de la Gerencia de Generación.

No.	Detalle de productos	Plazo Estimado
1	Plan de Trabajo	10 días después de suscrito el contrato
2	Informe Preliminar Evaluación Central Hidroeléctrica Santa María del Real	40 días después de suscrito el contrato

No.	Detalle de productos	Plazo Estimado
3	Informe Preliminar Evaluación Central Hidroeléctrica El Níspero	80 días después de suscrito el contrato
4	Informe Preliminar Evaluación Complejo Hidroeléctrico Cañaverál Río Lindo	120 días después de suscrito el contrato
5	Informe Preliminar Evaluación Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)	160 días después de suscrito el contrato
6	Informe Final Evaluación Central Hidroeléctrica Santa María del Real	170 días después de suscrito el contrato
7	Informe Final Evaluación Central Hidroeléctrica El Níspero	180 días después de suscrito el contrato
8	Informe Final Evaluación Complejo Hidroeléctrico Cañaverál - Río Lindo	190 días después de suscrito el contrato
9	Informe Final Evaluación Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)	200 días después de suscrito el contrato
10	Informe del Taller de Presentación de Resultados de las evaluaciones efectuadas	210 días después de suscrito el contrato

Los informes de cada complejo deberán contener como mínimo lo siguiente:

1. Un resumen ejecutivo.
2. Análisis de la documentación revisada.
3. Los resultados cuantitativos de las evaluaciones, presentados de una manera estructurada que corresponda a la clasificación jerarquizada de las instalaciones y equipos usada por el consultor como marco para su trabajo.
4. monitorización de las presas y otras obras civiles importantes
5. Los resultados cualitativos de las evaluaciones efectuadas
6. Conclusiones sobre cada uno de los ítem citados en los alcances
7. Recomendaciones sobre todos los aspectos relacionados con la evaluación y en particular aquellas relativas a los trabajos requeridos para corregir defectos o condiciones inseguras y para restablecer las instalaciones a una condición normal, opinión sobre el monto y utilización de un presupuesto razonable para el mantenimiento de cada central, mejoras al régimen de operación y mantenimiento, posibles alternativas en la operación de las Centrales Cañaverál y Francisco Morazán (El Cajón) en relación con la compensación producida por la generación fotovoltaica y eólica.
8. Los informes deberán ser presentados en el idioma español.

VII. LOGÍSTICA INSTITUCIONAL

La ENEE designará en cada sitio un equipo de ingenieros y técnicos para acompañar al consultor en sus trabajos y proveerle toda la información que requieran, se asegurará de tener disponible la documentación técnica completa de cada instalación, y de que la misma esté bien organizada (oficinas MECEP), así como de preparar a su propio equipo para acompañar al consultor en las inspecciones que servirán de base a la evaluación y preparará un resumen de la historia de operación de cada complejo, resaltando los eventos más relevantes.

El Consultor/a utilizará sus propios medios para la ejecución de las actividades de la consultoría, durante el

plazo de ejecución de los trabajos la UCP le brindará apoyo para las convocatorias de reuniones con las áreas técnicas de la ENEE, recolección de información y consulta: Los viajes nacionales o visitas que estime oportuno realizar serán efectuados por su propia cuenta.

Las actividades del Consultor serán coordinados por la Gerencia de Generación, y los productos serán aprobados y validados igualmente por la Gerencia de Generación ENEE.

VIII. PERFIL CALIFICACIONES DEL CONSULTOR/A

El Profesional debe cumplir con las siguientes calificaciones mínimas:

- **Grado Académico:** Profesional Universitario con título académico a nivel de Ingeniero Electricista, Electromecánico, Mecánico, hidráulica.
- Deseable maestría o cursos de especialización en centrales hidroeléctricas.
- **Experiencia:** General mínima de 20 años contados a partir de la fecha de obtención de su título de grado académico de ingeniería con experiencia en diseño, supervisión de construcción o evaluación de proyectos hidroeléctricos; al menos quince (15) años en operación y/o mantenimiento de centrales hidroeléctricas.
- **Otros Estudios/Especializaciones/Conocimientos:** Administración de Proyectos de Inversión en el Sector Público, Reformas Fiduciarias e Institucionales en el Sector Eléctrico, Metodologías o lineamientos para la elaboración de propuestas y proyectos de Multilaterales (BID/Banco Mundial/PNUD), dominio del idioma español y conocimiento de idioma inglés.

IX. CRITERIOS DE EVALUACION:

Los criterios de evaluación no ponderables y ponderables que se presentan a continuación constituyen el marco de referencia para la evaluación que debe efectuar el Comité de Evaluación de cada uno de los candidatos propuestos. Los cuadros abajo descritos se han elaborado en base a la política de adquisiciones para este tipo de concursos. La calificación mínima es de **70%**.

Crterios No-Ponderables (Cumple/No Cumple)

No.	CRITERIOS DE EVALUACION
1	El consultor/a tiene que ser nacional o de países miembros del Banco
2	El consultor/a debe poseer un título académico a nivel universitario de ingeniero electricista electromecánico, mecánico, hidráulico.
3	Experiencia general mínima de veinte (20) años contados a partir de la fecha de obtención de su título de grado académico de ingeniería con experiencia en diseño, supervisión de construcción o evaluación de proyectos hidroeléctricos.

Criterios Ponderables

N°	Factores y metodología de asignación de puntaje	Detalle de Puntos	Puntaje máximo
1	FORMACIÓN ACADÉMICA		5
1.1	Maestría en centrales hidroeléctricas	5	
2	EXPERIENCIA GENERAL		20
2.1	Experiencia profesional general mínima de 20 años en diseño, supervisión de construcción o evaluación de proyectos hidroeléctricos		
	Mayor o igual a 20 y hasta 25 años	15	
	Mayor que 25 e igual a 30 años	18	
	Mayor de 30 años	20	
3	EXPERIENCIA PROFESIONAL ESPECIFICA		70
3.1	Al menos quince (15) años de experiencia en operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas		20
	Mayor o igual a 15 y hasta 20 años	15	
	Mayor que 20 e igual a 25 años	18	
	Mayor que 25 años	20	
3.2	Numero de estudios o evaluaciones de desempeño realizadas a centrales hidroeléctricas.		30
	Entre 2 y 5 proyectos	15	
	Entre 6 y 8 proyectos	20	
	Más de 8 proyectos	30	
3.3	Al menos cinco (5) años de experiencia relevante liderando equipos de trabajo relacionados con mantenimiento preventivo y correctivo y/o operación de equipamientos de centrales hidroeléctricas.		20
	Mayor que 5 e igual a 7 años	15	
	Mayor que 7 e igual a 9 años	18	
	Mayor que 9 años	20	
4	OTROS ESTUDIOS / ESPECIALIZACIONES / CONOCIMIENTOS	5	5
	Estudios en administración de proyectos de inversión en el sector publico	2	
	Metodologías o lineamientos para la elaboración de propuestas y proyectos de Multilaterales (BID/Banco Mundial/PNUD)	3	
	TOTAL		100

X. CONFIDENCIALIDAD DE LA INFORMACIÓN:

Durante la vigencia del Contrato y por el período de dos años siguientes a su finalización, El Consultor no podrá entregar, difundir y/o revelar ninguna información confidencial o de propiedad del Contratante y relacionada con los servicios, las actividades u operaciones de esta consultoría; sin haber obtenido previamente autorización por escrito por parte del Contratante.

ANEXO 2
EQUIPOS DE PRUEBA E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN
PARA MANTENIMIENTO CAÑAVERAL – RIO LINDO

12 Febrero 2016

Sección Mantto. Subestaciones				
Ítem	Equipo	Marca/Modelo	Estado	Calibrado en fab.
1	Medidor de resistencia de aislamiento 0-5000V.	MEGGER/S1-552	Bueno	No
2	Medidor de resistencia de aislamiento 0-5000V.	BIDDLE Serie 1/SH	Malo	No
3	Medidor de resistencia de aislamiento 0-1000V.	MEGGER/BMM2580	Malo	No
4	Medidor de relación de transformación electrónico.	AEMC/8500	Bueno	No
5	Medidor de relación de transformación operado manualmente.	Megger/550005B	Regular	No
6	Medidor de baja resistencia.	AEMC/6250	Bueno	No
7	Medidor de resistencia de contacto.	AVO/DLRO-10	Malo	No
8	Pistola para medición de temperatura.	RAYTEK/RAYL3ILRSCL2E	Malo	No
9	Multímetro digital portátil.	Fluke/179	Bueno	No
10	Multímetro digital portátil.	Fluke/179	Bueno	No
11	Multímetro digital portátil.	Fluke/87 V	Bueno	No
12	Medidor de temperatura y Humedad.	AEMC/CA846	Bueno	No
13	Tenaza amperimétrica AC/DC 600A AC/1000 A DC.	Fluke/i1010	Bueno	No
14	Tenaza amperimétrica AC/DC 20A	Fluke i30S	Bueno	No
15	Variac 0-600V 20Amps.		Regular	No
16	Torquímetro rango 40-200NM	PROTO/6016MC	Bueno	No
17	Torquímetro rango 70-350NM	PROTO/6014MC	Bueno	No
18	Torquímetro rango 10-80NM	PROTO/6006MC	Bueno	No

Sección mantto. Mecánico				
Ítem	Equipo	Marca/Modelo	Estado	Calibrado en fab.
1	Detector de Fugas de Refrigerante D-TECK Select	INFICON	Bueno	No
2	Sonómetro	AMPROBE/SM-10	Bueno	No
3	Tacómetro (PHOTO TACHOMETER)	YEM	Bueno	No
4	Medidor de espesores	T – Mike II	Malo	No
5	Vernier digital	Mitutoyo/CD – 12°C	Bueno	No
6	Vernier Analógico	Mitutoyo	Bueno	No
7	Micrómetros para Interiores	Mitutoyo	Regular	No
8	Micrómetros para Interiores	Mitutoyo/511-303	Regular	No
9	Micrómetros para Interiores	Mitutoyo/511- 302	Regular	No
10	Juego de Micrómetros para Exteriores de 0.0 – 150 mm	Mitutoyo	Bueno	No
11	Juego de Micrómetros para Exteriores de 150 – 300 mm	Mitutoyo	Bueno	No
12	Micrómetro para Exteriores de 6” – 12”	Wright	Bueno	No
13	Micrómetro para Exteriores de 150 – 175 mm	Mitutoyo	Bueno	No
14	Micrómetro para Exteriores de 0” – 4”	Starrett	Bueno	No
15	Medidor para ranuras de 10 – 35 mm	Fowler	Bueno	No
16	Medidor para ranuras de 30 – 55 mm	Fowler	Bueno	No
17	Calibrador de Carátula de 0 – 1 mm	Mitutoyo	Malo	No

Sección mantto. Eléctrico				
Ítem	Equipo	Marca/Modelo	Estado	Calibrado en fab.
1	Osciloscopio	Fluke/192C	Bueno	Si
2	Fuente de Voltaje DC	BK PRECISION/1762	Bueno	No
3	Transformador variable	Superior electric/22-3	Bueno	No
4	Cámara termografica	Fluke/i175	Bueno	Si
5	Multímetro	Fluke/175	Bueno	No
6	Estación para soldar	Weller/WE551	Bueno	No
7	Impresora de Etiquetas	Braley/BMP21	Bueno	No
8	Medidor Digital de resistencia de aislamiento 0-5000V.	MEGGER/ MIT 520/2	Bueno	No
9	Medidor Digital de resistencia de aislamiento 5-1000V.	AEMC / 1050	Bueno	No
10	Medidor Análogo de resistencia de aislamiento 100-1000V.	AVO / MJ559	Bueno	No
11	7 Multímetros digitales portátiles.	Fluke/179	Bueno	No
12	2 Sonda amperimétrica AC/DC 600A AC/1000 A DC.	Fluke/ i1010	Bueno	No
13	Sonda amperimétrica AC/DC 20A	Fluke / i30s	Bueno	No
14	Tenaza amperimétrica AC/DC 20A	Fluke / 336	Bueno	No
15	Medidor de temperatura y Humedad	AEMC/ CA846	Bueno	No
16	Medidor de Rotación de Fases	GREENLEE / 5774	Bueno	No
17	Probador de relés de sobrecarga e interruptores termomagnéticos monofásico 0-140V@4.5A; 0-24V@25A;	MultiAmp / MS-1A	Bueno	No
18	Calibrador (Pie de rey o Vernier) Análogo/Digital Hasta 12 pulgadas	Mitutoyo / CD 12" C	Bueno	No
19	Torquímetro rango 50-250 Ft-Lb, 630 mm	Stanley /	Bueno	No
20	Calibrador de procesos	FLUKE / 725	Bueno	No