**ABSTRACTO DE CT**

**I. Información Básica de Proyecto**

|  |  |
| --- | --- |
| ▪ País/Región: | ECUADOR/CAN |
| ▪ Nombre de CT: | Apoyo a la Digitalización de la Operación en la Infraestructura en las Empresas Eléctricas de Distribución en Ecuador |
| ▪ Número de CT: | EC-T1459 |
| ▪ Líder de Equipo/Miembros de Equipo: | Kenol Pierre Thys (INE/ENE), Líder de Equipo; Virginia Snyder (INE/ENE), Líder de Equipo Alterno; Carlos B. Echeverría; José Antonio Urteaga; Fidel Márquez (INE/ENE); María Julia Molina (CAN/CEC). |
| ▪ Taxonomía: | Apoyo al cliente |
| ▪ Número y nombre de la operación a la cual apoya la CT: | N/A |
| ▪ Fecha de Autorización del Abstracto de CT: | 12 de Marzo 2021 |
| ▪ Beneficiario:f | Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables |
| ▪ Agencia Ejecutora: | Banco Interamericano de Desarrollo (BID) |
| ▪ Fondos solicitados al BID: | US$200,000.00 |
| ▪ Fondos de contrapartida local: | US$0.00 |
| ▪ Periodo de Desembolso: | 24 meses |
| ▪ Tipo de Consultores: | Firmas Consultoras |
| ▪ Unidad de preparación: | INE/ENE – División de Energía |
| ▪ Unidad Responsible de Desembolso (URD): | CAN/CEC – Oficina País Ecuador |
| ▪ CT incluida en la Estrategia País (s/n): ▪ CT incluida en el CPD (s/n): | Sí Sí |
| ▪ Alineamiento a la actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020: | Productividad e Innovación; Integración Económica |

**II. Objetivo y Justificación**

2.1 Apoyar a las Empresas Eléctricas de Distribución (EED) en el levantamiento de catastros de los consumidores, la interconexión entre distribuidores, la automatización de los subcircuitos; y, fortalecer los procesos comerciales y operativos en grandes clientes, mediante la introducción de la tecnología digital.

2.2 Las inversiones del Gobierno de la República del Ecuador (GdE) en el sector, que durante la última década, ha permitido elevar estándares de operación y prestación de servicio, y fortalecer la gestión de las Unidades de Negocio (UN) adscritas al Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), mejoraron sustancialmente los siguientes índices representativos de la gestión técnica, comercial y social entre 2007 y 2018: (i) reducción de pérdidas eléctricas totales, de 21,42% a 11,40 %; (ii) aumento de la cobertura eléctrica, de 93,35% a 97,05%; y, (iii) mejora de la calidad de servicio, medido en Frecuencia Media de Interrupciones por kVA instalado, de 15,2 fallas/año en 2012 a 7,60 fallas/año en 2018 y Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado, de 16,69 horas/año a 10,09 horas/año en el mismo período.

2.3 Además del fortalecimiento y expansión de la infraestructura que permita cubrir la demanda, es necesaria la renovación de instalaciones que han cumplido o están por cumplir su vida útil. Con el crecimiento de la demanda que alcanzó el 4% en promedio durante los últimos 10 años, los niveles de cargabilidad de estas instalaciones se han excedido o se excederán pronto. Del mismo modo, la operación del Sistema de distribución ha experimentado problemas como el aumento en la cargabilidad de algunas líneas de subtransmisión, alimentadores de media tensión, transformadores de distribución. Por otro lado, la desactualización de las bases de datos de los clientes afecta, tanto la calidad del servicio, como los niveles de pérdidas eléctricas. Estos factores ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad operativa del sistema, lo cual repercute en toda la cadena de suministro, desde la transmisión hasta la distribución hacia el usuario final.

2.4 La nueva capacidad de generación ha permitido a Ecuador avanzar en el fortalecimiento de la infraestructura del sistema de subtransmisión y distribución, lo que apuntaló el crecimiento promedio anual de clientes del 4 % desde el año 2009 al 2018. Ciertamente, es necesario continuar con la expansión y refuerzo de la infraestructura del sistema de subtransmisión y distribución, para acompañar el aumento esperado de la demanda de los próximos diez años. El plan Maestro de Electricidad, corroborado con las Estadísticas apoyadas anualmente por el Banco, estima un crecimiento promedio anual en demanda de 6,66% en potencia y 7,13% en energía. Por consiguiente, esta mayor oferta de energía exigirá el reemplazo de la infraestructura existente, sobre todo en los casos en donde las capacidades de diseño han sido excedidas.

2.5 Para continuar con la modernización y automatización de los sistemas de subtransmisión y distribución se identificaron la necesidad de realizar consultorías a través de esta cooperación técnica que permita evaluar la viabilidad de la ejecución de las siguientes inversiones: (i) Actualización de los catastros comerciales y base de datos de los clientes de las Empresas Eléctricas de Distribución y Unidades de Negocio; (ii) Interconexión entre sistemas radiales de subtransmisión nivel 69 kV de las Empresas eléctricas de Distribución y Unidades de Negocios; (iii) Automatización en la operación y control de los ramales de alimentadores de media tensión que dan servicio a cargas especiales; (iv) Implementación de un sistema de medición inteligente para transformadores de distribución que dan servicio a cargas especiales.

**III. Descripción de Actividades y Componentes**

3.1 **Componente I: Actualización de los catastros comerciales y base datos de los clientes de las Empresas Eléctricas de Distribución y Unidades de Negocio.** Este componente busca contar con: (i) Información actualizada de los catastros de las Empresas de Distribución y Unidades de Negocio; (II) Base de datos depurada y actualizada, la cual permita identificar los clientes inactivos y de consumos ceros; y, (iii) Procedimientos administrativos y técnicos de actualización de la información catastral.

3.2 **Componente II: Interconexión entre sistemas radiales de subtransmisión nivel 69 kV de las Empresas Eléctricas de Distribución y Unidades de Negocio.** Bajo este componente se prevé: (i) Determinar la factibilidad de interconexión entre sistemas de subtransmisión de las Empresas Eléctricas de Distribución y Unidades de Negocio, con el propósito de mantener el servicio público de energía eléctrica durante mantenimientos programados y mediante contingencias del sistema eléctrico; y, (ii) Identificar puntos óptimos de interconexión que permitan optimizar la operación de los sistemas de subtransmisión.

3.3 **Componente III: Automatización en la operación y control de los ramales de alimentadores de media tensión que dan servicio a cargas especiales.** Este componente busca: (i) Identificar ramales de los alimentadores primarios de media tensión que den servicio a cargas especiales, con el fin de automatizar la operación; y, (ii) Automatizar la operación de ramales de los alimentadores primarios de media tensión que atienden a cargas especiales, mediante la implementación de equipamiento que permita la operación remota y monitoreo mejorando los indicadores de calidad de servicio.

3.4 **Componente IV: Implementación de un sistema de medición inteligente para transformadores de distribución.** Este componente contempla: (i) Determinar los criterios técnicos para identificar los transformadores de distribución que deben ser medidos, permitiendo la mejora de los procesos comerciales, operacionales e implementación de nuevas aplicaciones que contribuyan a mejorar la calidad de los servicios de las EED y UN; y, (ii) Identificar los transformadores de distribución donde se implementarán la medición inteligente, lo que permitirá mejorar los indicadores de servicio y operación.

**IV. Presupuesto**

**Presupuesto Indicativo**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Actividad/Componente** | **Fondos Solicitados al BID** | **Contrapartida Local** | **Total** |
| Actualización de los catastros comerciales y base datos de los clientes de las Empresas Eléctricas de Distribución y Unidades de Negocio. | US$50.000,00 | US$0,00 | US$50.000,00 |
| Interconexión entre sistemas radiales de subtransmisión nivel 69 kV de las Empresas Eléctricas de Distribución y Unidades de Negocio. | US$50.000,00 | US$0,00 | US$50.000,00 |
| Automatización en la operación y control de los ramales de alimentadores de media tensión que dan servicio a cargas especiales. | US$50.000,00 | US$0,00 | US$50.000,00 |
| Implementación de un sistema de medición inteligente para transformadores de distribución. | US$50.000,00 | US$0,00 | US$50.000,00 |
| **Total** | **US$200.000,00** | **US$0,00** | **US$200.000,00** |

**V. Agencia Ejecutora y Estructura de Ejecución**

5.1 La Agencia Ejecutora (AE) será el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de la División de Energía apoyado por el grupo temático de Innovación y digitalización.

5.2 Respondiendo a la solicitud del MERNNR, el BID a través de su oficina de país llevará a cabo la ejecución de la CT en colaboración con el equipo designado por la Subsecretaría de Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica (SCDEE). De esta manera, el BID será responsable de la contratación de firmas y consultores individuales de acuerdo con las políticas del Departamento de Recursos Humanos, utilizando su Política para la selección y contratación de consultores financiados por el Banco (GN-2765-1). Dado que el Banco será el ejecutor de la CT, no se requieren ni contemplan servicios de auditorías.

**VI. Riesgos y otros temas**

6.1 Con los resultados de esta CT, las Empresas Eléctricas de Distribución entrarán en la era de la digitalización del sector, permitiendo mejorar los niveles de servicios hacia los clientes. Además, el sector contará con especificaciones técnicas y costos aprobados, lo que permite estandarizar la infraestructura eléctrica con niveles de calidad.

6.2 Sin embargo, debido a la necesidad de interactuar con las Subsecretarías del MERNNR: (i) Generación Transmisión de Energía Eléctrica; y, (ii) Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que puedan sufrir cambios gerenciales, con la llegada del nuevo Gobierno, puede haber retrasos en la coordinación de la ejecución de la Cooperación Técnica. A fin de mitigar los posibles cambios inevitables, se trabaja desde ya de una manera muy concertada con los equipos de nivel medio en la elaboración de las especificaciones técnicas de los diferentes estudios, blindando cualquier cambio a nivel gerencial.

6.3 Es evidente los riesgos planteados debido a la coyuntura actual por la pandemia que pueden traducir en limitación en trabajos de campo. Toda vez, el sector eléctrico ecuatoriano, consciente de la importancia de mantener a las luces prendidas, adoptó varias medidas que se sustentan en una mejor coordinación entre actores, monitoreo operativo, identificación de miembros más vulnerables, inventarios de infraestructura y herramientas.

**VII. Clasificación Socioambiental**

7.1 La clasificación socioambiental para esta operación está como "indefinida".