

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

Términos de Referencia

Contents

I.	Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental y Social (EIAS)	2
II.	Estudios Técnicos del Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala.....	31
III.	Integración de Estudios Técnicos, Económicos Socioambientales, y obtención de avales y licencias de las entidades estatales de Guatemala	46

Guatemala

Términos de Referencia

I. Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental y Social (EIAS)

1. Antecedentes y Justificación

El sector eléctrico en Guatemala ha experimentado avances significativos en los últimos años desde que se iniciaron las reformas del sector. Estos avances se resumen a continuación: (i) la participación del sector privado en la oferta ha aumentado a más del 80% en la actividad de generación, a más del 30% en transmisión, y a más del 90% en distribución; (ii) la capacidad instalada ha crecido más del 250%, equivalente a más del 7% anual; (iii) la oferta primaria de las energías renovables ha crecido en más de 150%, donde la participación de la hidroelectricidad pasó del 10.15 al 21.77% en el período y aparecieron la generación solar, eólica y geotérmica con una participación total del 2,5; 2,2 y 1% respectivamente; (iv) las pérdidas totales de electricidad se han reducido del 16 al 12%, muy por debajo del promedio de LAC del 16,5%; y (v) una menor dependencia del petróleo en las exportaciones totales de energía, al pasar del 99.45% en 1996, al 38,17% en 2016. Esto se debe mayormente a las exportaciones de electricidad, tanto a México como al SIEPAC.

La cobertura eléctrica también ha tenido grandes avances. En 1970, Guatemala solo tenía una cobertura del 26,62%, mientras que en 1996 ascendía al 52,37%. En el Censo 2018 el 88.1% de los hogares indicó que su tipo principal de alumbrado era eléctrico, eso representa un aumento de 9 puntos porcentuales respecto al Censo 2002 y de 32 puntos porcentuales a partir del que se hizo en el Censo 1994. A pesar de este progreso, Guatemala se encuentra por debajo del promedio de LAC del 93%. Aún 388,675 viviendas, o más de 1.7 millones de personas, carecen de una conexión a la red, y la energía eléctrica la obtienen de velas (6.9% de la población) un panel solar o generador eólico (3.1%); gas corriente (que puede ser kerosene o gasolina blanca para alimentar un candil, 1.2%); u otro (como leña o generadores a gasolina, 0.7%), según el Censo de 2018.

Al igual que en la mayoría de los países de la región, la población sin servicio se concentra en las áreas rurales. Mientras que las regiones más urbanas, como la metropolitana y la central, tienen coberturas por encima del 97%, las Región Norte tiene una cobertura del 69% y la de Noroccidente 85%. Uno de cada tres, o más de 132 mil usuarios sin cobertura están en la Región Norte, conformada por los Departamentos de Alta y Baja Verapaz, mientras que la Región Noroccidente tiene una cobertura del 85%. En términos de departamentos, en Alta Verapaz la cobertura llega solo al 49%, mientras

que en Petén, Baja Verapaz, Quiché e Izabal tienen índices por debajo del 80%. El MEM estima que electrificando solo los diez municipios con menor cobertura, de los 340 que tiene Guatemala, aumentaría el índice de cobertura en 2%, y los 20 con menor cobertura aumentaría la cobertura en 3.5%. Sólo 25 concentran coberturas inferiores al 60%, lo que indica que la falta de cobertura se encuentra concentrada.

Para proveer el servicio de electricidad en Guatemala, existen básicamente tres mecanismos: (i) extensión y densificación de redes conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI); (ii) sistemas individuales, generalmente basados en energías renovables; y (iii) sistemas aislados o mini-redes. El sector privado se encuentra aportando soluciones individuales basadas en paneles solares. A fin de mantener la calidad del servicio a los usuarios existentes cuyas redes van a ser extendidas o densificadas, es necesario evaluar la disponibilidad de capacidad para atenderlos. Esta capacidad puede verse limitada por las características de las líneas, subestaciones o ambos. Si las líneas no tienen suficiente capacidad para servir a los nuevos usuarios, deberán agregarse ternas adicionales, construir nuevas líneas o incluso elevar la tensión de las líneas, lo que requeriría una modificación sustancial a la topología de la red. A su vez, las subestaciones pueden tener limitaciones de capacidad de los transformadores, o pueden ser necesarias bahías adicionales para agregar nuevos circuitos. Las empresas distribuidoras determinan esta capacidad y/o modificaciones de la topología y/o modificación de las subestaciones y/o cambio de equipamiento para proveerla.

El Gobierno de Guatemala tiene el mandato constitucional la electrificación del país. El artículo 129 de la Constitución Política de la República establece: “*Se declara de urgencia nacional, la electrificación del país, con base en planes formulados por el estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada*”, mientras que el Plan Nacional de Gobierno 2020–2024 tiene como objetivo alcanzar una cobertura del 93.5%, al reconocer que la electricidad es una herramienta indispensable para lograr un crecimiento económico, prosperidad ampliamente compartida y la modernización de la nación en la mayoría de los sectores que necesitan acceso a la electricidad para realizar sus actividades y ofrecerla de forma eficiente y eficaz. Para abordar este desafío, el GdG ha solicitado un préstamo al Banco Interamericano de Desarrollo para avanzar en el objetivo de garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

A los fines de cumplir con este mandato, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), elaboró el Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050, el cual prioriza los municipios a intervenir. En la elaboración del plan, se consideraron una serie de premisas así como la elaboración de una metodología que permita focalizar los recursos institucionales a fin de atender a las comunidades más desfavorecidas. Por lo que tomando en consideración la Política General de Gobierno 2020, se consideran los siguientes objetivos:

- Para el año 2023 incrementar la proporción de la población con acceso a energía eléctrica a 93.50 %.
- Incrementar la inversión nacional y la inversión extranjera directa.
- Generación de empleo en las áreas de influencia.
- Mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.
- Promover la generación de energía eléctrica ubicada geográficamente.

- Incentivar la salud, turismo, educación y seguridad a través del servicio de energía eléctrica.
- Mejorar los índices de calidad de vida.
- Apoyar al muro económico en la frontera con México, promoviendo inversiones de empresas en dicha zona, y el comercio bilateral.
- Promover inversiones de empresas en la frontera con El Salvador y Honduras, y el comercio bilateral.
- Promover las exportaciones e importaciones de energía eléctrica regional a Centroamérica, México y en el futuro Belice.

A continuación, se definen cuáles fueron las premisas consideradas en el desarrollo del plan. Dichas premisas fueron determinadas como las variables técnicas y socioeconómicas que permitirían determinar donde concentrar los esfuerzos institucionales.

La distancia que existe entre las comunidades sin electricidad y la distancia a la red de distribución eléctrica más cercana, impacta en el costo necesario para proveer el acceso al servicio de electricidad, además existe una obligación legal de proveer el servicio si las comunidades están a más de 200 metros de la red de distribución (sin costo para el usuario).

En las redes de transporte eléctrico y distribución, existe una diferencia entre los niveles de tensión por lo que es necesario, además de transformadores de potencia, la instalación y montaje de sistemas de puesta a tierra, sistemas de control y protecciones, que permitan al transportista y a la distribuidora garantizar la calidad del servicio, cuyos límites establece la CNEE en las NTSD y la NTAUCT. Por lo expuesto, establecer los criterios técnicos de acceso a las redes de transmisión y distribución de energía es una variable que se considera dentro del indicador de prioridad.

ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO (IDH)

El IDH mide el progreso conseguido por el país en tres dimensiones básicas del desarrollo humano: disfrutar de una vida larga y saludable, acceso a la educación y un nivel de vida digno. Salud, educación y nivel de oportunidades. El acceso a la energía eléctrica se considera fundamental para el desarrollo humano, ya que permite la sustitución de energéticos ineficientes o contaminantes, como keroseno y leña para cocción de alimentos y calefacción en los hogares. Al permitir la oportunidad de utilizar energía eléctrica para abastecer las demandas energéticas de los hogares. Este índice es una variable de consideración importante en la priorización de municipios a electrificar dado que favorece a aquellos municipios cuyo desarrollo humano es deficiente.

ÍNDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL (IPM)

El índice de pobreza multidimensional (IPM) es una herramienta de medición, también elaborada por el PNUD, en colaboración con la iniciativa de Pobreza y Desarrollo Humano de la Universidad de Oxford (OPHI). Desde 2010, este indicador sustituye a los índices de pobreza humana, incluyendo parámetros de ingresos junto con otros tipos de privaciones que afectan la vida de las personas. El IPM pondera educación, asistencia sanitaria o salud, y calidad de vida. En la última dimensión se considera el acceso a la

electricidad y a combustibles para cocción, lo cual podría catalogarse como indicadores de pobreza energética. El índice de pobreza multidimensional permite anteponer a aquellos municipios cuyas carencias no superan el umbral mínimo. Este indicador es importante dado que integra carencia de servicios como acceso al agua potable, asistencia sanitaria y saneamiento, cuyo acceso puede potenciarse y hacerse viable cuando se cuenta con el servicio de electricidad.}

PORCENTAJE DE PERSONAS VIVIENDO EN POBREZA (%)

El porcentaje de personas que viven en pobreza según cada departamento en Guatemala se tomará en cuenta para valorar la prioridad que tendrán los programas de desarrollo productivo relacionados con el acceso al servicio de electricidad.

ÍNDICE RELATIVO DE CONSUMO DE LEÑA (IRCL)

En Guatemala, esta variable está relacionada con la pobreza energética al no poder acceder a servicios de electricidad u otro energético. El consumo de leña es utilizado en mayor porcentaje en las comunidades rurales y como energía útil para demanda de cocción de alimentos y calefacción. Este índice será valorado por la importancia en el desarrollo sostenible de aquellas comunidades que más están consumiendo los recursos forestales.

DENSIDAD POBLACIONAL

Esta variable se actualiza con los datos del XII Censo Nacional de Población y VII de Vivienda realizado en el año 2018, por medio de este indicador se puede determinar el número de habitantes por kilómetro, facilitando así determinar que municipios pueden ser priorizados.

El MEM, al diseñar la política de electrificación rural, consideró oportuno incluir una serie de variables técnicas y socioeconómicas que permitan priorizar y orientar los esfuerzos institucionales, los indicadores descritos en este inciso, serán actualizados cada año y serán responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas.

Para que estos municipios puedan ser considerados dentro de la metodología, es oportuno que como mínimo pueda garantizarse lo siguiente:

- Se garantice la seguridad de los técnicos en las regiones de trabajo.
- Los proyectos de infraestructura sean aceptados por las comunidades y autoridades locales.
- Exista voluntad política por parte de las autoridades locales para la ejecución del plan.
- Exista un alto riesgo de impago por parte de las comunidades beneficiadas.

En caso se cumplieran los puntos anteriormente mencionados, se procederá a considerar el indicador de prioridad de municipios, que se desarrollara a continuación.

Tabla 1: Peso de los indicadores socioeconómicos y técnicos.

No.	Indicador	Peso
Indicadores socioeconómicos		70%
1	Índice relativo de consumo de leña	5%
2	Porcentaje de personas viviendo en pobreza	20%
3	Índice de desarrollo humano	15%
4	Índice de pobreza multidimensional	15%
5	Densidad poblacional	15%
Indicadores técnicos		30%
6	Índice de cobertura eléctrica	20%
7	Acceso a los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica	10%
Total		100%

Fuente: Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050.

Cada uno de los indicadores se ajustará para priorizar a los municipios que tengan los peores indicadores, para esto se utilizará la siguiente ecuación para las variables donde se priorizan los indicadores ascendentes. Al evaluar estos indicadores en cada uno de los municipios, logramos determinar cuáles serían los municipios priorizados, en función de la ponderación establecida en la Tabla 2.

Tabla 2: Municipios priorizados.

No.	Departamento	Municipio	Cobertura Eléctrica Acumulada	Usuarios Sin Cobertura	Inversión Estimada USD
1	Alta Verapaz	San Agustín Lanquín	88.23%	3,372	\$5,867,724
2	Alta Verapaz	Senahú	88.62%	12,784	\$22,245,842
3	Alta Verapaz	Santa María Cahabón	88.90%	8,892	\$15,473,250
4	Alta Verapaz	San Pedro Carchá	89.71%	26,629	\$46,337,964
5	Alta Verapaz	Chahal	89.81%	3,493	\$6,078,280
6	Alta Verapaz	San Miguel Tucurú	89.94%	4,248	\$7,392,079
7	Alta Verapaz	Panzós	90.18%	7,814	\$13,597,388
8	Alta Verapaz	Santa Catalina La Tinta	90.28%	3,156	\$12,057,372
9	Alta Verapaz	Fray Bartolomé de Las Casas	90.49%	6,929	\$5,491,855
10	Alta Verapaz	Tamahú	90.54%	1,509	\$2,625,859
11	Alta Verapaz	San Juan Chamelco	90.69%	5,163	\$8,984,299
12	Alta Verapaz	Raxruhá	90.78%	2,948	\$5,129,908
13	Alta Verapaz	Cobán	91.34%	18,241	\$31,741,740
14	Alta Verapaz	Chisec	91.53%	6,066	\$10,555,638
15	Alta Verapaz	San Cristóbal Verapaz	91.62%	2,956	\$5,143,829
16	Quiché	San Miguel Uspantán	91.82%	6,709	\$11,674,543
17	Huehuetenango	San Gaspar Ixchil	91.85%	818	\$1,423,428
18	Alta Verapaz	Tactic	91.89%	1,401	\$2,437,924
19	Alta Verapaz	Santa Cruz Verapaz	91.92%	1,097	\$1,908,924
20	Huehuetenango	Santa Cruz Barillas	92.12%	6,430	\$11,189,046

Fuente: Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050.

La infraestructura necesaria para incrementar la cobertura eléctrica en los municipios priorizados debe considerar también aquellas comunidades o aldeas que se encuentren en la cercanía en especial si resulta más económicamente eficiente atender desde otro municipio a esta comunidad. No existe una limitación ni una circunscripción a los municipios priorizados, ya que la infraestructura debe aprovecharse para atender a la mayor cantidad de usuarios posibles.

Hasta el año 2016 el Ministerio de Energía y Minas, identificó 272,139 viviendas que aún no contaban con servicio de energía eléctrica dentro del territorio nacional; cada vivienda no electrificada representa un bloque de potencia y energía a considerar dentro de un proyecto de electrificación rural, ahora con el apoyo de los datos recabados mediante el Censo Nacional 2018, se presentan los nuevos resultados de estimación de energía y potencia no suministrada por municipio y por departamento; del mismo modo, los precios por la energía no suministrada en un año.

En la intervención deberá manejarse las expectativas comunitarias de manera apropiada, con la finalidad de evitar que el trabajo realizado se perciba como el inicio inminente del proceso de electrificación rural y que, al no producirse en el plazo inmediato, las expectativas se conviertan en oposición al mismo. Por tanto, debe quedar claramente establecido que el trabajo informativo y de recopilación inicial de anuencias servirá básicamente para que el proceso de gestión del préstamo que se apruebe en el futuro, contando desde su inicio con un aval social o licencia social.

El proyecto está estructurado como una operación de obras múltiples. Se ha identificado la siguiente muestra representativa:

Municipio	# Comunidades	# Usuarios	Inversión estimada (MM USD)
Barillas I	25	1610	3.92
Cobán	137	7498	18.26
Santa Cruz del Quiché	37	1701	4.14
Total	199	10809	26.32

En el Anexo 1 se presenta de las comunidades incluidas en la muestra.

2. Objetivo

El objetivo general es realizar los estudios ambientales y sociales necesarios para que el programa de inversiones aumente la cobertura eléctrica del país en las áreas con mayor déficit y que estén cerca de la infraestructura eléctrica existente.

Los objetivos específicos son:

- Realizar la Evaluación de Impacto Ambiental y Social (EIAS) y el correspondiente Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) de los proyectos de la muestra, identificando sus potenciales impactos negativos sociales y ambientales tanto en

la etapa de construcción como de operación y mantenimiento, y las medidas de prevención y/o mitigación de los impactos negativos identificados.

- Desarrollar el Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS) para los proyectos del Programa no incluidos en la muestra.
- Proporcionar apoyo técnico a la Agencia Ejecutora para llevar a cabo consultas significativas con la población potencialmente afectada y otras partes interesadas en el proyecto y elaborar los informes de consulta respectivos.

3. Alcance de los servicios

Actividad #1: Elaboración del Plan de Trabajo

- Para la elaboración del Plan de Trabajo se espera que la firma realice una revisión de información bibliográfica previa, incluyendo los documentos técnicos e informaciones socioambientales, de salud y seguridad pertinentes al Proyecto. Asimismo, se espera que en esta primera etapa se mantengan reuniones iniciales virtuales con la Unidad Ejecutora, a fin de recopilar la información necesaria que permita el desarrollo de un Plan de Trabajo detallado y acorde al contexto del proyecto.
- Como mínimo, el Plan de Trabajo deberá contener:
 - Metodologías específicas que se emplearán para cada una de las actividades clave propuestas en estos TDRs.
 - Tabla de contenido detallada de cada uno de los productos a presentar
 - Logísticas requeridas para el desarrollo de cada una de las actividades clave
 - Requerimientos de información adicionales
 - Cronograma detallado de actividades y entrega de productos (en base a lo estipulado en la sección IV).
 - Mecanismos de coordinación con el Banco y Unidad Ejecutora.
 - Servicio opcional de digitalización por fotografías y vídeos de todo el segmento utilizando drones o tecnología similar para documentar en alta resolución el tipo de cobertura vegetal, uso del suelo y unidades sociales que ocupan la franja de dominio de las Líneas de Transmisión.

Actividad #2: Desarrollo de la EIAS de los proyectos de la muestra, incluyendo, como mínimo:

- Introducción y antecedentes
- Marco normativo:
 - Identificación de políticas de salvaguardas del BID aplicables.
 - Identificación de los requisitos legales ambientales, sociales y de salud y seguridad directamente relacionados con el proyecto en todos los niveles (nacional, departamental, local). Especificar el tipo de evaluación ambiental requerida a fin de cumplir con la normativa nacional, detallando categoría,

proceso, tiempos, requerimientos de información, entre otros. Describir los principales estándares ambientales, de salud y seguridad aplicables al proyecto.

- Identificación de posibles brechas entre los requisitos de las políticas del BID y los de la legislación nacional, con énfasis en: requisitos de consulta y participación; compensación por adquisición de tierras y servidumbres y restricciones de uso; y consentimiento de pueblos indígenas afectados por el proyecto.
- Descripción del proyecto: actividades, procesos e hitos que hacen parte de la construcción y operación de cada una de las obras incluidas en el Proyecto.
- Con base en los estudios de pre-viabilidad ya existentes, resumen de todas las alternativas que se hayan considerado hasta el momento de selección de la propuesta actual.
- Diagnóstico de temas sociales, ambientales y físicos claves, a través de información secundaria, entrevistas, y visitas de reconocimiento virtuales de las áreas de intervención, incluyendo:
 - Diagnóstico ambiental: (i) Descripción del área de influencia donde se llevarán a cabo las obras, describiendo sus condiciones ambientales actuales (biológicas, físicas y químicas). Esta caracterización debe incluir la correspondiente delimitación tanto del Área de Influencia Directa (AID) como del Área de Influencia Indirecta (AII) del Proyecto; (ii) Áreas protegidas (“hábitats críticos”): Siguiendo lo establecido por la Directiva B9 de la política OP-703 del BID, incluir en el análisis la ubicación de las obras en base a áreas protegidas, ecosistemas sensibles y áreas de importancia internacional (p.ej., IBAs, humedales RAMSAR, KBAs, AZEs, etc.). Incluir mapas que evidencien la ubicación de hábitats críticos en base a la huella de las intervenciones. Utilizar mosaico de fotografías de drones, en caso que corresponda.
 - Diagnóstico socio-económico: (i) Identificación de población y comunidades en el área del proyecto; (ii) Patrones de población y asentamiento en el área, identificando claramente los residentes afectados y más cercanos del proyecto; (i) Línea de base social desagregada por género y, de ser pertinente, pertenencia étnica, de la población afectada por el proyecto, incluyendo datos de salud, educación, servicios básicos, medios de vida, presencia de grupos vulnerables o minoritarios; (iii) Presencia de recursos arqueológicos, históricos o culturales; (iv) Análisis del uso de recursos naturales y servicios ecosistémicos por los diferentes grupos y comunidades; (v) Delimitación de la servidumbre de las líneas de transmisión e identificación de la propiedad, tenencia y usos de los bienes y terrenos afectados por el establecimiento de servidumbres de acuerdo con la normativa nacional; (vi) En caso de existir pueblos indígenas -de acuerdo con los criterios establecidos en el la OP-765 del BID- en el área del proyecto, análisis sociocultural de estas poblaciones; (vii) Mapeo y análisis

de actores clave institucionales y sociales presentes en el área de influencia y otras partes interesadas en el proyecto, incluyendo organizaciones sociales del nivel local y nacional; y (viii) Análisis de los mecanismos de consulta y participación comunitaria existentes.

- Evaluación de impactos y riesgos.
Identificar y caracterizar los potenciales impactos y riesgos ambientales, sociales y de salud y seguridad ocupacional del proyecto (distinguiendo entre los directos, indirectos y acumulativos), tanto negativos como positivos para las etapas de construcción, operación y cierre, empleando una metodología cuantitativa específica apropiada (p.ej. matriz RIAM). Evaluación de potenciales pasivos ambientales y sociales que hayan sido heredados de intervenciones pasadas en el área de influencia del Proyecto. La descripción de los impactos ambientales, sociales, de salud y seguridad existentes deberá incluir: (i) una descripción de todo cumplimiento con los requisitos y reglamentos locales aplicables (por ejemplo, leyes, reglamentos, normas, permisos y autorizaciones, contratos de concesión, órdenes de cumplimiento, etc.), y (ii) una descripción de todo cumplimiento con las políticas de salvaguardias ambientales y sociales del BID. Se debe considerar, como mínimo:
 - Necesidad de adquisición de tierras, reasentamiento físico y/o desplazamiento económico.
 - Impactos económicos temporales provocados por el proyecto.
 - Posibles impactos negativos del proyecto sobre la igualdad de género y el bienestar de las mujeres, niños y niñas en el área de influencia del proyecto, tanto durante la fase de construcción como de operación.
 - Riesgos y potenciales impactos negativos sobre grupos socialmente vulnerables (personas de edad, personas con discapacidad, migrantes, etc.).
 - En caso de que se haya identificado la presencia de pueblos indígenas en el área de influencia del proyecto: análisis de riesgos y potenciales impactos negativos sobre poblaciones indígenas, distinguiendo entre los directos, indirectos y acumulativos, y considerando en particular impactos sobre las tierras y territorios, el acceso a los recursos naturales, los derechos, la seguridad alimentaria y los usos sociales y culturales de la tierra.
 - Riesgos para la salud y seguridad de las poblaciones aledañas al proyecto durante la fase de construcción y operación.
 - “Hábitats críticos”: identificar los riesgos e impactos de la fase de construcción y operación sobre el hábitat natural, y de existir el hábitat natural crítico, abordando posibles impactos a la conectividad de hábitat, a servicios ecosistémicos, a flora y fauna de interés para la conservación, y a recursos naturales como la cobertura boscosa y el agua superficial y subterráneo.

- Riesgos asociados a desastres naturales: determinar la exposición del proyecto a amenazas naturales teniendo en cuenta la frecuencia, duración e intensidad previstas de los fenómenos en la zona geográfica del proyecto; determinar si el proyecto presenta un elevado potencial de exacerbación del riesgo.

Actividad #3: Desarrollo del PGAS de los proyectos de la muestra.

Con base en los impactos y riesgos identificados, diseñar medidas que contribuyan a potencializar los impactos positivos, y a evitar, reducir, mitigar y/o compensar los impactos negativos, en base al marco de la jerarquía de la mitigación, tomando en consideración el cumplimiento de las políticas de salvaguardas del Banco. Se deberá esbozar una clara relación entre obra específica del proyecto integral – potencial impacto – medida de mitigación propuesta – y política de salvaguarda del BID aplicable. Incluir cronograma de implementación de cada una de las medidas propuestas, y definir responsabilidades y costos aproximados. Posibles planes:

- Plan de consultas de acuerdo con los requisitos de las políticas del Banco, incluyendo: (i) mapeo de partes interesadas (autoridades municipales y nacionales, instituciones, organizaciones sociales activas en el área del proyecto) y población afectada; (ii) propuesta de métodos de consulta más adecuadas en función de las características del proyecto y el contexto sociocultural; (iii) propuesta de número de eventos, lugares, días. En caso de identificarse pueblos indígenas en alguna de las zonas de intervención, se deberá dedicar una sección aparte dentro del Plan de Consulta y aplicar los lineamientos de la Política OP-765 del BID
- De ser necesario, Plan de Compensaciones y Restauración de Medios de Vida por los activos económicos, terrenos y bienes afectados por el proyecto, incluyendo, de ser el caso, indemnización económica a valor de reposición de los terrenos y activos afectados
- Plan de Reasentamiento, conforme con los requisitos de la OP-710, en caso de que el proyecto provoque el desplazamiento físico de población.
- Plan de Pueblos Indígenas, en caso de que se identifique la presencia de pueblos indígenas afectados por el proyecto
- Plan para prevenir impactos adversos por razones de género
- Plan de mitigación de impactos sobre hábitat crítico y, de ser necesario, un Plan de Gestión de la Biodiversidad
- Plan de salud y seguridad laboral y comunitaria, con énfasis en los riesgos vinculados al Covid-19
- Plan de gestión de desastres naturales / respuesta a emergencias
- Protocolo de manejo de hallazgos fortuitos
- Mecanismo de gestión de quejas. Este mecanismo debe incluir un procedimiento (recepción, registro, resolución y cierre) y una estructura organizacional requerida para atender el proceso

- Plan de relaciones y participación comunitaria durante la ejecución del proyecto, incluyendo un mecanismo de monitoreo comunitario (con reuniones públicas periódicas con la participación de entidades significativas, responsabilidades claras y recursos suficientes, en caso que la contingencia siga en pie serán virtuales) a fin de que los principales actores puedan realizar un seguimiento adecuado de las principales actividades realizadas por el Programa a lo largo de sus diferentes fases de ejecución
- Plan de monitoreo: Diseñar un sistema de monitoreo socioambiental incluyendo: indicadores ambientales y sociales; parámetros de medición; frecuencia y período de medición; sitios de monitoreo; método de recolección y análisis de datos; responsabilidades y costos. Dichos indicadores deben ser factibles de recolectar y medir a un costo razonable
- Análisis de capacidades del Ejecutor para la gestión socioambiental del Proyecto y, de ser necesario, plan de fortalecimiento de capacidades
- Recomendaciones y conclusiones generales en base al análisis desarrollado

Actividad #4: Desarrollo del Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS) del Programa, incluyendo, como mínimo:

- Descripción de la tipología de proyectos a ser financiados por el Programa, incluyendo criterios de elegibilidad y exclusión en cumplimiento con las políticas del Banco.
- Potenciales riesgos e impactos esperados y sus posibles medidas de mitigación, en el ciclo del Programa.
- Proceso de gestión ambiental de todo el Programa (requerimientos, estructura organizacional, responsables, tiempos, etc.), abarcando todo el ciclo de cada proyecto (desde la fase de “elegibilidad”, cubriendo las fases de “implementación” y “seguimiento” de cada uno). Incluir (i) una “ficha de elegibilidad ambiental y social de proyectos”, y (ii) el listado de los requerimientos ambientales clave por proyecto integral a financiar, de acuerdo con la tipología y nivel de impacto esperable de los mismos, en cumplimiento tanto con la normativa nacional como las políticas del BID.
- Entidades responsables de la gestión socioambiental del Programa.
- Planes y marcos de gestión que describan los lineamientos mínimos y principales que los requerimientos ambientales identificados para cada proyecto deberán abordar, este apartado deberá estar alineado a los diferentes planes que contenga el PGAS de los proyectos de la muestra. Incluir, por ejemplo: plan de contingencia.
- Índice indicativo de los requerimientos del PGAS a nivel constructivo.
- Modelo de informe de cumplimiento de salvaguardias.

- Evaluación de la capacidad del Ejecutor para evaluar y gestionar adecuadamente los aspectos socioambientales del Programa y definición de medidas su fortalecimiento, si es necesario.

Actividad #5: Apoyo en los eventos de consulta pública:

El Consultor apoyará a la agencia ejecutora a realizar consultas con las partes afectadas e interesadas en las áreas de influencia del proyecto de acuerdo con el Plan de Consultas incluido en el PGAS. Actividades mínimas a desarrollar:

- Preparación de materiales de presentación del proyecto, sus potenciales impactos ambientales y sociales y propuesta de medidas de mitigación. Estos materiales serán utilizados durante los eventos de consulta con la población potencialmente afectada por el proyecto y otros actores, por lo que deben ser comprensibles para el público general.
- Participación en los eventos de consulta.
- Actualización del PGAS de acuerdo con las recomendaciones de los eventos de consulta, si es procedente.
- Elaboración del informe de consultas.

5. Resultados y Productos Esperados

Los entregables de esta consultoría incluyen:

- Entregable 1: Un Plan de Trabajo de la ejecución de la consultoría, a ser entregado no más que 10 días laborales tras la firma del contrato.
- Entregable 2: Un estudio preliminar de la Evaluación de Impacto Ambiental y Social (EIAS) y Plan de Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) de los proyectos de la muestra, a ser entregada no más que 40 días laborales tras la firma del contrato.
- Entregable 3: MGAS del Programa, a entregada no más que 50 días laborales tras la firma del contrato
- Entregable 4: Un estudio final de la EIAS y su correspondiente Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), incluyendo el informe de las consultas, a ser entregada no más que 70 días laborales tras la firma del contrato.

6. Cronograma de pagos

Los pagos serán realizados de acuerdo con el siguiente cronograma:

- Primer pago: 20% luego de la firma del contrato, y tras la aprobación por parte del Banco del Entregable 1
- Segundo pago: 30% tras la entrega al BID y la aprobación por parte del Banco del del Entregable 2

- Tercer pago: 30% tras la entrega al BID y la aprobación por parte del Banco del Entregable 3
- Tercer pago: 20% tras la entrega al BID y la aprobación por parte del Banco del Entregable 4

7. Calificaciones requeridas y experiencia de la firma y del equipo propuesto

Los candidatos seleccionados poseerán las siguientes calificaciones:

- Grado académico y años de experiencia profesional: Se requieren los servicios de por lo menos dos consultores: Un Especialista Social, con licenciatura o maestría en antropología, sociología, o carrera afín relacionado y un mínimo de 10 años; y un Especialista Ambiental, con licenciatura o maestría en ciencias ambientales o carrera afín relacionado y un mínimo de 10 años.
- Lenguaje: español nativo.
- Áreas de Experticia:
- Experiencia conduciendo evaluaciones ambientales y sociales para proyectos similares, particularmente en Guatemala;
- Experiencia trabajando con el BID, específicamente, experiencia asegurando el cumplimiento con las Políticas de Cumplimiento Ambiental y Social del BID y otras políticas relevantes, como las Normas de Desempeño del IFC del 2012, los Estándares Ambientales y Sociales y las Directrices Generales y Sectoriales en Medio Ambiente, Salud, y Seguridad del Grupo Banco Mundial;
- Experiencia preparando análisis de costo-beneficio y recomendaciones para planes de gestión ambiental y social relacionados con el reasentamiento involuntario y la restitución de medios de vida, hábitat natural crítico, efectos acumulativos, el relacionamiento con partes interesadas, y planes de consulta, entre otros.

8. Supervisión

La coordinación de esta consultoría será supervisada por Alberto Levy (ENE/CGU) albertol@iadb.org, Especialista Senior Sectorial.

9. Características de la consultoría

La consultoría se consistirá en las siguientes características:

- Categoría y modalidad de la consultoría: Productos y Servicios Externos, Pago en 4 partes.
- Duración del contrato: 70 días hábiles laborales durante el periodo 15 de junio de 2020 a 15 de octubre de 2020.
- Lugar(es) del trabajo: La consultoría externa se realizará en el lugar de negocios del consultor, incluyendo visitas de campo virtuales al área de análisis

Pago y Condiciones: La compensación será determinada de acuerdo con las políticas y procedimientos del Banco. Adicionalmente, los candidatos deberán ser ciudadanos de uno de los países miembros del BID.

Consanguinidad: De conformidad con la política del Banco aplicable, los candidatos con parientes (incluyendo cuarto grado de consanguinidad y segundo grado de afinidad, incluyendo conyugue) que trabajan para el Banco como funcionario o contractual de la fuerza contractual complementaria, no serán elegibles para proveer servicios al Banco.

Diversidad: El Banco está comprometido con la diversidad e inclusión y la igualdad de oportunidades para todos los candidatos. Acogemos la diversidad sobre la base de género, edad, educación, origen nacional, origen étnico, raza, discapacidad, orientación sexual, religión, y estatus de VIH/SIDA. Alentamos a aplicar a mujeres, afrodescendientes y a personas de origen indígena.

10. Propuesta técnica-económica

Los candidatos interesados deberán presentar una propuesta incluyendo las cuatro secciones (información) que se enumeran a continuación y no deberá exceder de 10 páginas (secciones principales sin los anexos).

- **Alcance del Trabajo.**
Esta sección deberá incluir una descripción de las actividades específicas que se llevarán a cabo con el fin de realizar las tareas requeridas. De ello hacen parte todas las visitas/reconocimientos (virtuales en caso que la contingencia siga en pie) del sitio propuestos, los documentos que se deben revisar, las entrevistas, etc. Si el Consultor considera que hay tareas adicionales, o componentes dentro de una tarea requerida que se justifiquen o que quisiera sugerir, éstas deberán ser identificadas y delineadas como “Tareas Opcionales”.
- **Equipo Humano del Proyecto y sus calificaciones**
Esta sección deberá incluir el nombre de cualquier subcontratista. Los miembros del equipo deberán contar con las capacidades técnicas relevantes, experiencia previa específica con Proyectos similares a éste, experiencia específica en el país y conocimientos específicos sobre el mismo, y conocimientos específicos de idioma.
- **Cronograma**
Se deberá presentar una propuesta de cronograma para la ejecución de las actividades. El cronograma deberá indicar las fechas propuestas para el inicio y la finalización de cada una de las tareas requeridas en el trabajo y todo hito importante o específico del Proyecto (i.e., entrega de informe, etc.).

- Costos estimados

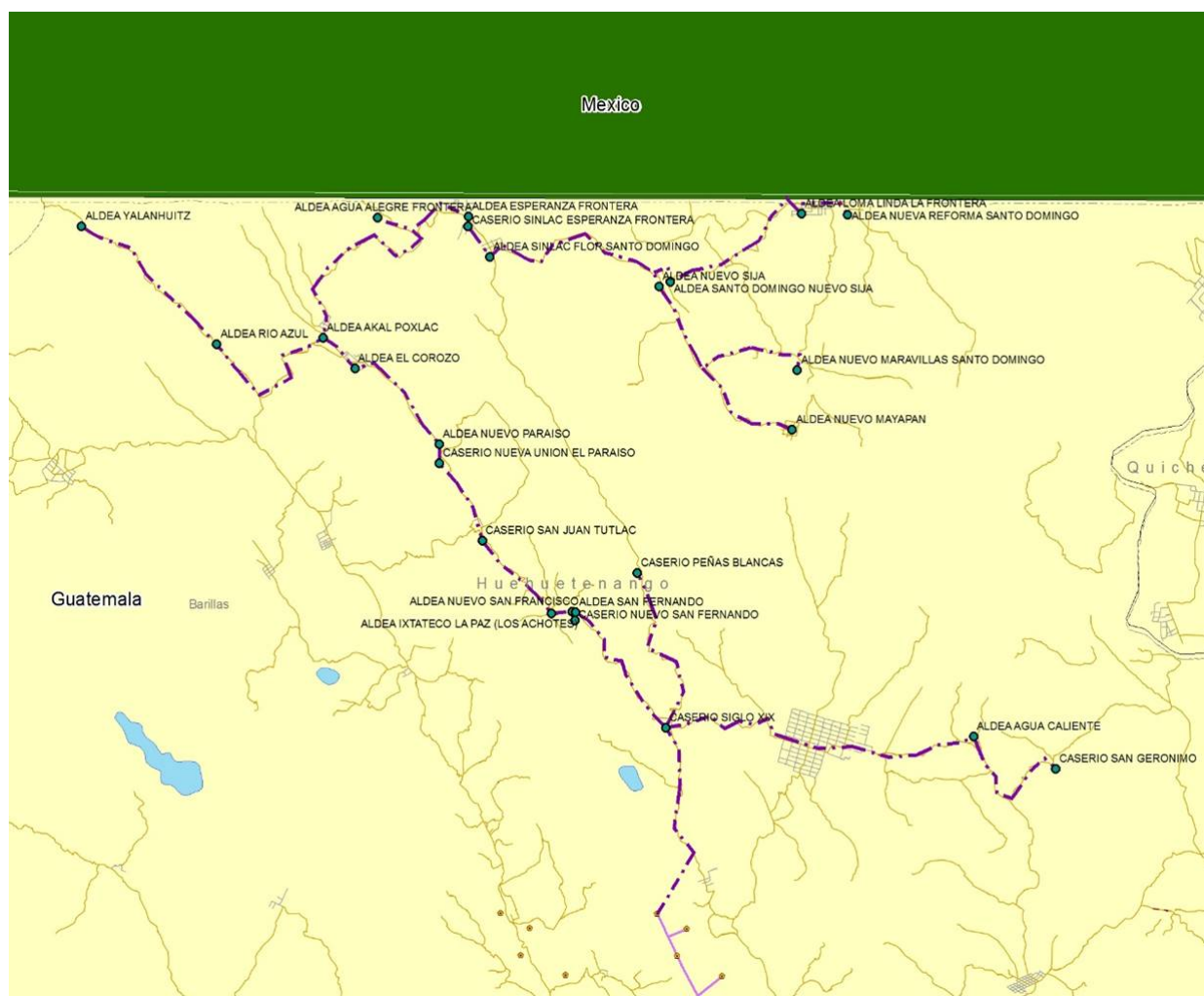
Se deberá entregar un estimativo de costos total global en dólares americanos para el trabajo propuesto. Asimismo, se deberá presentar una lista detallada de costos estimados por tarea (i.e., formato tabular) que incluya costos laborales directos (i.e., número de horas o días por miembro del equipo y sus costos asociados por unidad) y costos laborales indirectos (i.e., viajes, viáticos, subcontratistas, etc.). Todo supuesto relacionado con el estimativo de costos deberá ser claramente especificado. En caso de que vaya a recomendar alguna Tarea Opcional, deberá suministrar por separado un estimativo de costos.

Anexo 1 – Comunidades de la muestra**Barillas, Huehuetenango**

COMUNIDAD	USUARIOS POTENCIALES	INVERSIÓN (US \$)	COORDENADAS X	COORDENADAS Y
ALDEA AGUA ALEGRE FRONTERA	35	85,256.00	16.07079	-91.26783
ALDEA AGUA CALIENTE, ALDEA NUEVA GENERACIÓN	24	58,462.00	15.98131	-91.15761
ALDEA AKAL POXLAC	69	168,077.00	16.04996	-91.27774
ALDEA EL COROZO	80	194,872.00	16.04467	-91.27188
ALDEA ESPERANZA FRONTERA	56	136,410.00	16.071076	-91.251053
ALDEA IXTATECO LA PAZ (LOS ACHOTES)	81	197,308.00	16.0024	-91.23545
ALDEA LOMA LINDA LA FRONTERA	42	102,308.00	16.0717	-91.18967
ALDEA NUEVA REFORMA SANTO DOMINGO	71	172,949.00	16.07152	-91.18109
ALDEA NUEVO MARAVILLAS SANTO DOMINGO	55	133,974.00	16.0446	-91.19037
ALDEA NUEVO MAYAPAN	30	73,077.00	16.0343	-91.1912
ALDEA NUEVO PARAISO	45	109,615.00	16.031609	-91.256229
ALDEA NUEVO SAN FRANCISCO	75	182,692.00	16.00267	-91.23167
ALDEA NUEVO SIJA	84	204,615.00	16.05905	-91.2158
ALDEA RIO AZUL	129	314,231.00	16.04873	-91.29735
ALDEA SAN FERNANDO	28	68,205.00	16.002594	-91.231049
ALDEA SANTO DOMINGO NUEVO SIJA	84	204,615.00	16.0599	-91.2138
ALDEA SINLAC FLOR SANTO DOMINGO	56	136,410.00	16.06409	-91.24707
CASERIO NUEVA UNION EL PARAISO	39	95,000.00	16.02833	-91.2563
CASERIO NUEVO SAN FERNANDO	23	56,026.00	16.00117	-91.23114
CASERIO PEÑAS BLANCAS	71	172,949.00	16.00946	-91.21973
CASERIO SAN GERONIMO	17	41,410.00	15.9758	-91.1425

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

CASERIO SAN JUAN TUTLAC	49	119,359.00	16.01492	-91.24829
CASERIO SIGLO XIX	83	202,179.00	15.98268	-91.21434
CASERIO SINLAC ESPERANZA FRONTERA	54	131,538.00	16.06934	-91.25113
ALDEA YALANHUITZ	230	560,256.00	16.06904	-91.32239
	1,610	3,921,793.00		



Coban, Alta Verapaz

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

Nombre	Usuarios Potenciales	Inversión estimada (US \$)	Latitud Y geodecimal	Longitud X geodecimal
ALDEA BALBATZUL I	94	228,974.00	15.66572	-90.42888
ALDEA BELLA VISTA SACTELA	37	90,128.00	0	0
ALDEA CANGUINIC	75	182,692.00	15.72621	-90.50479
ALDEA CANTOLOC	45	109,615.00	0	0
ALDEA CAQUIJA	134	326,410.00	15.76104	-90.44394
ALDEA CERRO ALTO MONTE CRISTO	58	141,282.00	15.74514	-90.70548
ALDEA CHAJCHE	63	153,462.00	15.7423	-90.45652
ALDEA CHAJMACAN	114	277,692.00	15.6282	-90.4409
ALDEA CHAJTZOXUL	11	26,795.00	15.4491	-90.35167
ALDEA CHILATZ I Y II (ALDEA CHILATZ)	41	99,872.00	15.5167	-90.3333
ALDEA CHINA ICHAB	50	121,795.00	0	0
ALDEA CHINASAYUB	219	533,462.00	15.5933	-90.48381
ALDEA CHIONON I	14	34,103.00	15.42805	-90.44413
ALDEA CHIONON II	23	56,026.00	15.42805	-90.44413
ALDEA CHIRRAXQUEM	20	48,718.00	15.44566	-90.33843
ALDEA CHITOC	34	82,821.00	15.6296	-90.37538
ALDEA CHOCTUN BACILA II	58	141,282.00	0	0
ALDEA CHUCUTA LA UNION	75	182,692.00	15.564001	-90.3575
ALDEA EL PEYAN	60	146,154.00	15.99856	-90.69009
ALDEA EL TRIUNFO NUEVE CERROS	42	102,308.00	15.9573	-90.7206
ALDEA EL ZAPOTAL I	31	75,513.00	15.952801	-90.7218
ALDEA ENTRE RIOS ICBOLAY	40	97,436.00	15.95482	-90.54411

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

ALDEA GANCHO CAOBA II	63	153,462.00	15.77333	-90.71917
ALDEA ISLAS DE LAS TORTUGAS	35	85,256.00	15.97211	-90.58481
ALDEA ISRAEL	39	95,000.00	15.71516	-90.45484
ALDEA LAGUNAS EL FAISAN I	39	95,000.00	15.80001	-90.60337
ALDEA LAS ARENAS Y LAS CONCHAS	49	119,359.00	0	0
ALDEA LAS BRISAS DEL CHIXOY	30	73,077.00	15.99584	-90.57924
ALDEA LAS DELICIAS DOLORES	41	99,872.00	15.696862	-90.402715
ALDEA LAS FLORES CHITOC	97	236,282.00	15.629635	-90.37523
ALDEA LAS MERCEDES PASACUC	40	97,436.00	0	0
ALDEA LAS PROMESAS NUEVE CERROS I	90	219,231.00	15.97876	-90.67403
ALDEA LAS TORTUGAS	85	207,051.00	15.9737	-90.58468
ALDEA MONTE BLANCO	42	102,308.00	15.60969	-90.38841
ALDEA MONTE CRISTO	40	97,436.00	0	0
ALDEA MONTE OLIVO	120	292,308.00	15.71706	-90.4668
ALDEA MONTE SINAI SECTOR II	25	60,897.00	15.798901	-90.6722
ALDEA NIMLASACHAL	45	109,615.00	15.5638	-90.57808
ALDEA NUEVO AMANECER	45	109,615.00	15.99837	-90.55631
ALDEA NUEVO AMANECER IXILA	34	82,821.00	15.71	-90.4709
ALDEA NUEVO AQUIL	60	146,154.00	15.6154	-90.4514
ALDEA NUEVO LEON	11	26,795.00	16.01386	-90.64912
ALDEA NUEVO PORVENIR	113	275,256.00	15.6818	-90.45349
ALDEA NUEVO SEMUY I	60	146,154.00	15.76384	-90.64452
ALDEA PALO ALTO LOS COCALES	25	60,897.00	15.972201	-90.5414
ALDEA PALO GRANDE LOS COCALES	55	133,974.00	15.97244	-90.53963

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

ALDEA PEQUIXUL	56	136,410.00	15.53582	-90.33007
ALDEA PIE DEL CERRO	36	87,692.00	16.006651	-90.62709
ALDEA QUEBRADA SACHICAC	17	41,410.00	0	0
ALDEA REAL MAYA	15	36,538.00	15.78957	-90.50826
ALDEA RIO MOJARRAS CAMPAMAC	115	280,128.00	15.659001	-90.5105
ALDEA RIO TZETOC	39	95,000.00	0	0
ALDEA ROCJA UCHIL	127	309,359.00	15.788001	-90.5721
ALDEA ROKJA TZAL	40	97,436.00	15.788001	-90.5721
ALDEA RUBEL YUN	32	77,949.00	15.77751	-90.53854
ALDEA SAACTE	52	126,667.00	15.56566	-90.43633
ALDEA SAKAK EL RETIRO	10	24,359.00	0	0
ALDEA SACAMCHAJ	33	80,385.00	15.50605	-90.36373
ALDEA SACTELA	112	272,821.00	15.79517	-90.54363
ALDEA SALINAS NUEVO CERROS	111	270,385.00	16.00263	-90.69098
ALDEA SALVADOR CHITZOL CAMPUR	33	80,385.00	15.65832	-90.46691
ALDEA SAN FRANCISCO DEL RIO	22	53,590.00	15.95424	-90.72795
ALDEA SAN ISIDRO CHOVAL	105	255,769.00	15.5281	-90.38019
ALDEA SAN ISIDRO YAXCABNAL I	52	126,667.00	15.72125	-90.47161
ALDEA SAN JORGE LA UNION	60	146,154.00	15.98266	-90.58092
ALDEA SAN LUIS CHICOYOU	80	194,872.00	15.4884	-90.3881
ALDEA SAN LUIS PALO GRANDE	50	121,795.00	16.00647	-90.55619
ALDEA SAN PEDRO CANAU	165	401,923.00	15.77165	-90.50312
ALDEA SANIMTACA	51	124,231.00	15.48907	-90.54435
ALDEA SANTA CRUZ NACIMIENTO	54	131,538.00	15.9573	-90.7206

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

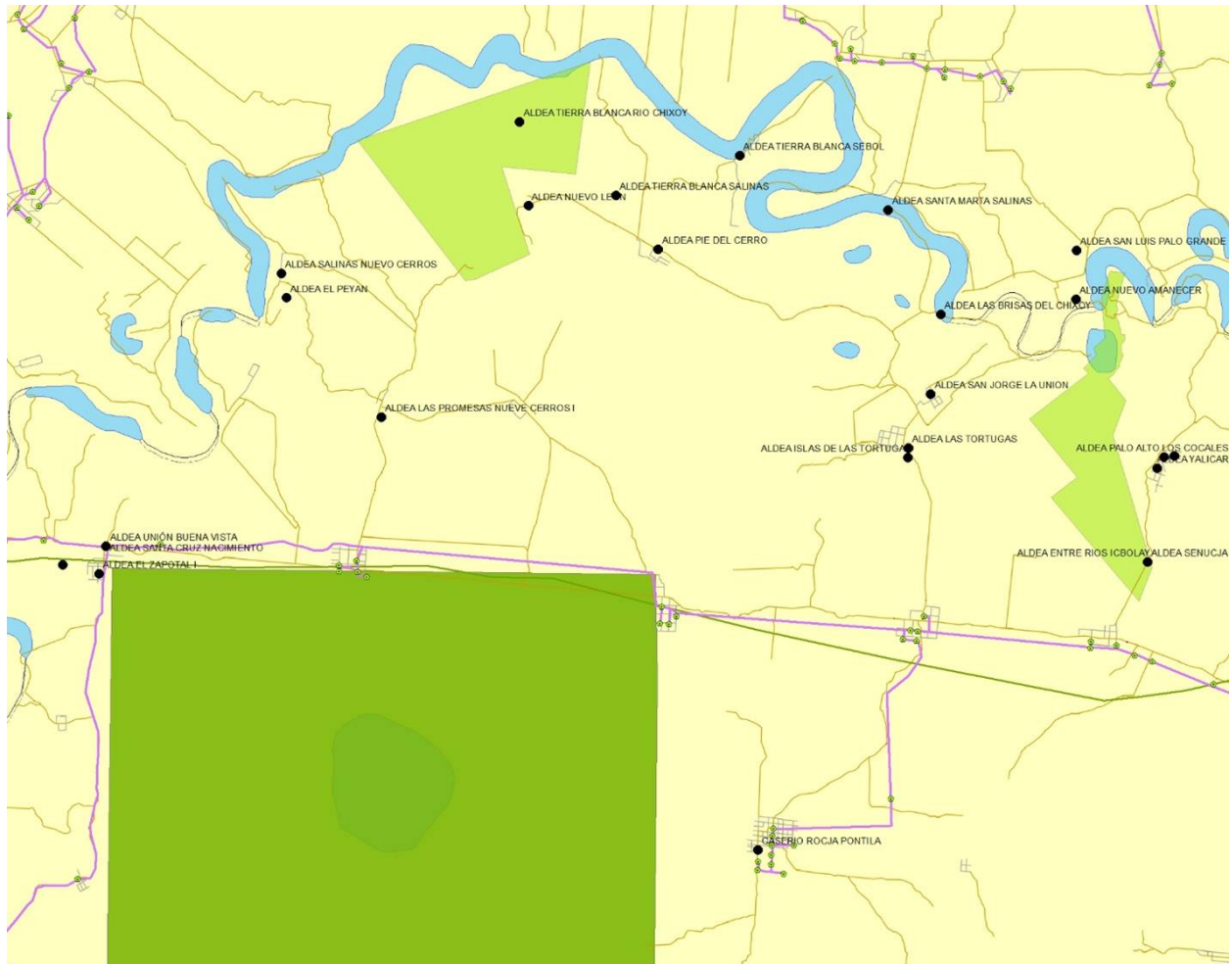
ALDEA SANTA ELENA 20 DE OCTUBRE	50	121,795.00	15.9573	-90.7206
ALDEA SANTA MARTA CHIBENTZUL	47	114,487.00	15.72508	-90.43333
ALDEA SANTA MARTA SALINAS	50	121,795.00	16.01318	-90.58811
ALDEA SANTA VALERIA	93	226,538.00	15.76856	-90.52928
ALDEA SANTO DOMINGO CANIXPUR	50	121,795.00	15.74693	-90.48523
ALDEA SAQUIPEC	27	65,769.00	0	0
ALDEA SAROHJA	50	121,795.00	15.461111	-90.34444
ALDEA SATAÑA	65	158,333.00	0	0
ALDEA SAYAXUT I	68	165,641.00	15.59714	-90.42692
ALDEA SEHAJCHE	72	175,385.00	0	0
ALDEA SECOCPUR	59	143,718.00	15.71982	-90.42984
ALDEA SEMOX SAN LUCAS	143	348,333.00	15.679801	-90.551
ALDEA SENUCA	15	36,538.00	15.95482	-90.54411
ALDEA SESAJAB I	88	214,359.00	15.68647	-90.61596
ALDEA SIGUANHA I	13	31,667.00	15.495833	-90.366667
ALDEA TIERRA BLANCA RIO CHIXOY	44	107,179.00	16.02775	-90.6506
ALDEA TIERRA BLANCA SALINAS	38	92,564.00	16.01563	-90.63425
ALDEA TIERRA BLANCA SEBOL	57	138,846.00	16.02225	-90.61331
ALDEA TZAPIMEB CHICOJ	54	131,538.00	15.45859	-90.41224
ALDEA UNIÓN BUENA VISTA	60	146,154.00	15.9573	-90.7206
ALDEA XALCATA	25	60,897.00	15.56766	-90.43573
ALDEA YALICAR	68	165,641.00	15.97034	-90.5425
ALDEA YIQUICHE CANAU	153	372,692.00	15.75512	-90.49865
BARRIO YALGUO ZONA 8	42	102,308.00	15.44489	-90.36356

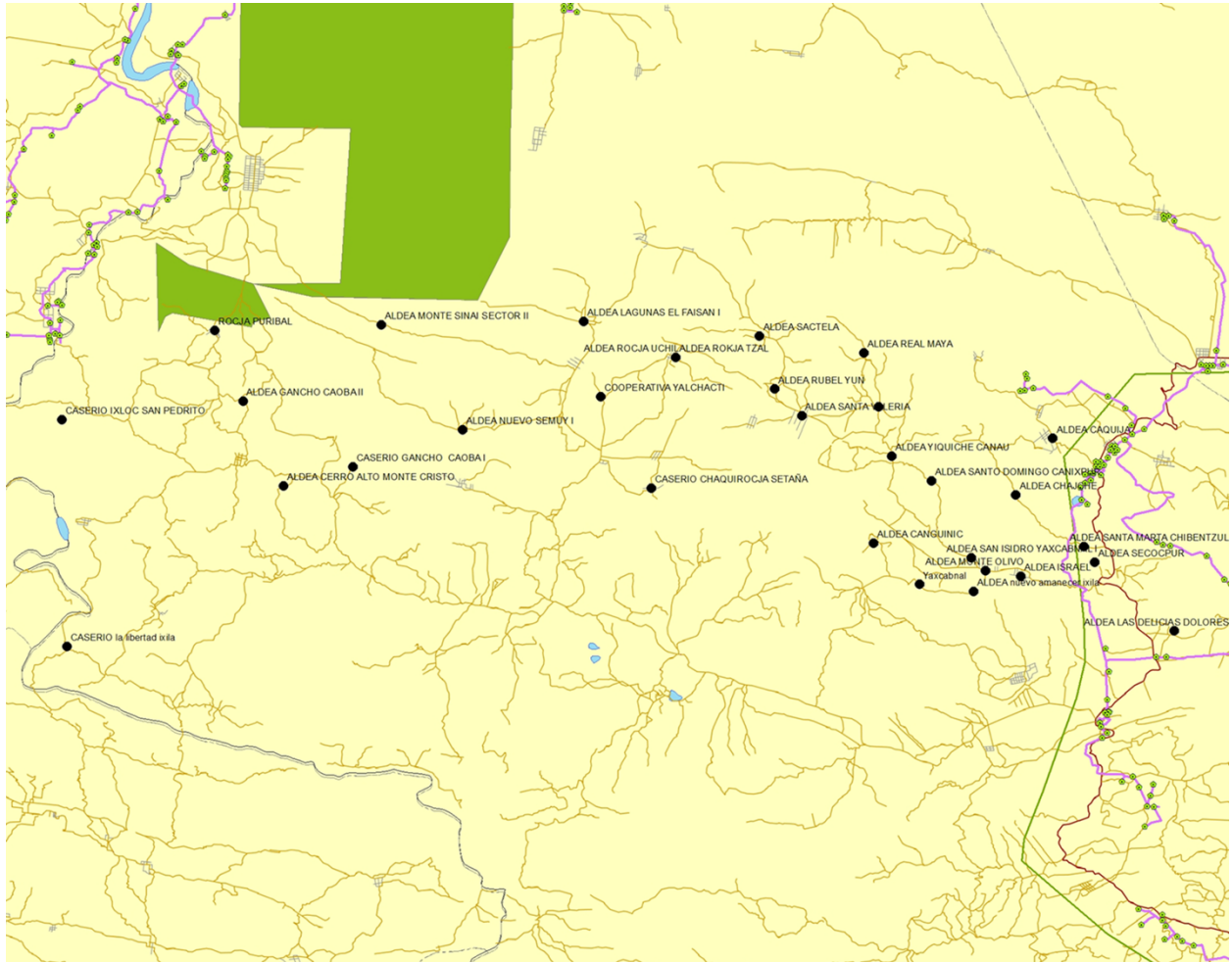
GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

BORDO ALTO	21	51,154.00	15.64655	-90.62341
CASERIO CAMPUR	41	99,872.00	15.65974	-90.47249
CASERIO CERRO VERDE	34	82,821.00	15.5824	-90.36206
CASERIO CHABLAJ RIO MOJARRAS	50	121,795.00	15.66597	-90.46838
CASERIO CHAQUIROCJA SETAÑA	34	82,821.00	15.74442	-90.58039
CASERIO CHIRREMOX TEMAL	84	204,615.00	15.5822	-90.5572
CASERIO CHIRREOMAX	48	116,923.00	15.2657	-90.23058
CASERIO EL PLAYITA CERRO ALTO	28	68,205.00	0	0
CASERIO GANCHO CAOBA I	35	85,256.00	15.7515	-90.6818
CASERIO INUPAL SANTO TOMAS	16	38,974.00	15.5877	-90.4481
CASERIO IXLOC SAN PEDRITO	33	80,385.00	15.7672154	-90.7807502
CASERIO LA CEIBA	35	85,256.00	0	0
CASERIO LA LIBERTAD IXILA	27	65,769.00	15.69157	-90.77897
CASERIO LAS PROMESAS	69	168,077.00	15.68377	-90.44923
CASERIO NUEVO ISRAEL	16	38,974.00	0	0
CASERIO PASO CONCEPCION	49	119,359.00	0	0
CASERIO RIO PALMERAS	44	107,179.00	15.65463	-90.49121
CASERIO ROCJA PONTILA	121	294,744.00	15.90707	-90.61015
CASERIO SACANAIX	83	202,179.00	15.3942	-90.373
CASERIO SAGUACHIL II	30	73,077.00	0	0
CASERIO SAHUCHIL	44	107,179.00	0	0
CASERIO SAN JUAN CRUZ DE MADERA CHIMUCAY	37	90,128.00	0	0
CASERIO SAPOX	80	194,872.00	0	0

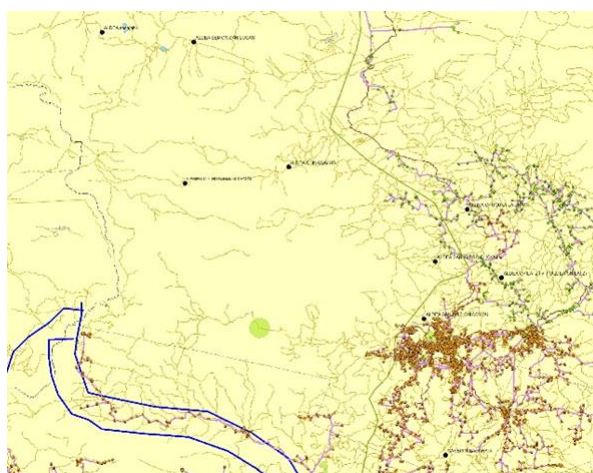
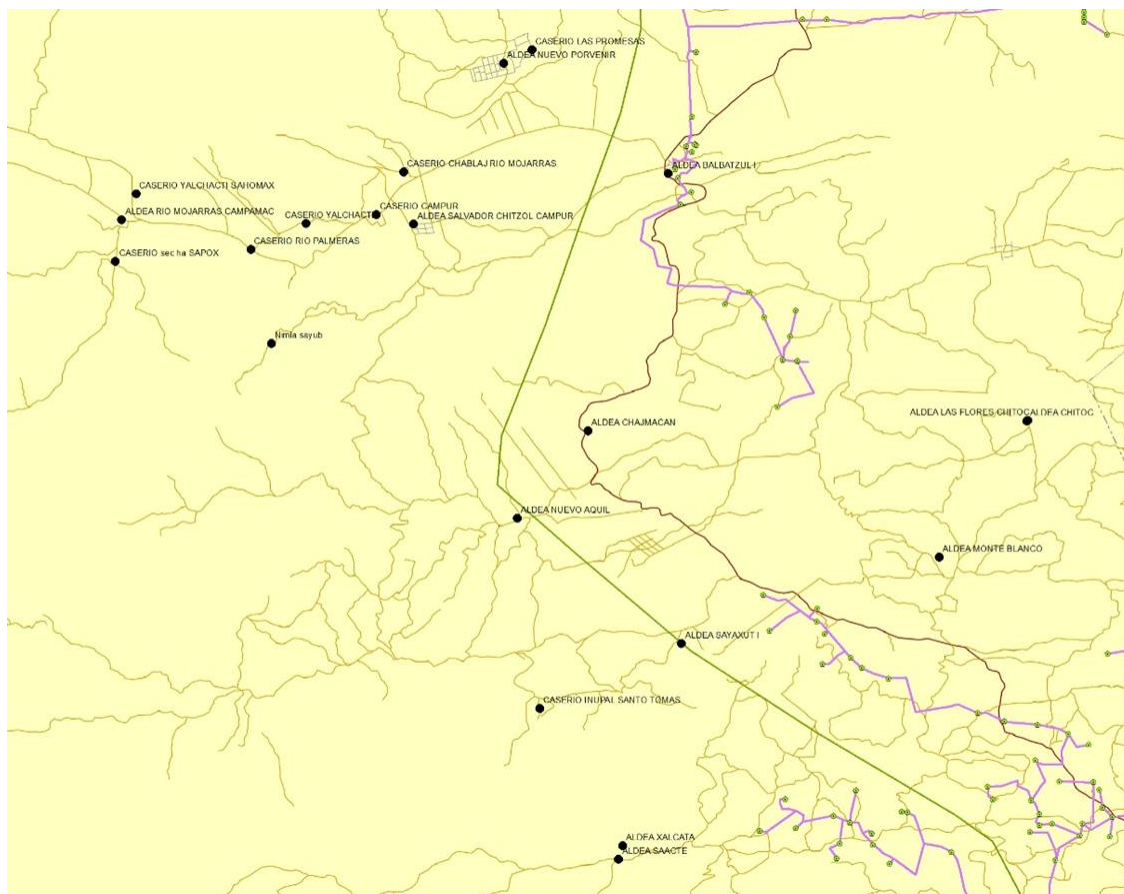
GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

CASERIO SATAÑO I	53	129,103.00	0	0
CASERIO SEC HA SAPOX	80	194,872.00	15.65293	-90.51144
CASERIO XBEN CONOP I	29	70,641.00	0	0
CASERIO XBEN CONOP II	29	70,641.00	15.59846	-90.5871
CASERIO YALCHACTI I	53	129,103.00	15.65846	-90.48298
CASERIO YALCHACTI SAHOMAX	19	46,282.00	15.66278	-90.50836
CHINA COCOM I	8	19,487.00	0	0
COOPERATIVA YALCHACTI	50	121,795.00	15.77503	-90.59753
GANCHO CAOBA LAGUNITA	37	90,128.00	0	0
IXILA SAMUTZ	45	109,615.00	15.64742	-90.60505
NIMLA SAYUB	30	73,077.00	15.640892	-90.488145
NUEVA LA CEIBA IXILA	15	36,538.00	0	0
PARAJE NUEVA AURORA	27	65,769.00	0	0
PARAJE SAHOMAX	45	109,615.00	0	0
RIO CHICOY CUX IXILA	18	43,846.00	15.63483	-90.62803
ROCJA PURIBAL	154	375,128.00	15.79692	-90.72881
SAN LUCAS SAMOX	45	109,615.00	15.679513	-90.551513
SECTOR SIGUANHA SECTOR III	22	53,590.00	15.4945	-90.3711
SUMILA	57	138,846.00	0	0
YAXCABNAL	104	253,333.00	15.712409	-90.489232





GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala



Santa Cruz del Quiche, Quiche

Nombre	Usuarios Potenciales	Inversión estimada (US \$)	Latitud Y geodecimal	Longitud X geodecimal
--------	----------------------	----------------------------	----------------------	-----------------------

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

ALDEA CHAJBAL I	8	19,487.00	15.06889	-91.12578
ALDEA LAGUNA SECA	26	63,333.00	14.572849	-91.08623
ALDEA PRIMER CENTRO PANAJIT I	84	204,615.00	15.034601	-91.2044
ALDEA XESIC II SECTOR I	36	87,692.00	15.06455	-91.14779
CANTON AGUILIX I	25	60,897.00	0	0
CANTON AGUILIX II	36	87,692.00	15.11995	-91.01467
CANTON EL TABIL I	78	190,000.00	15.078045	-91.10216
CANTON MAMAJ CHIQUITO	60	146,154.00	15.135798	-91.03271
CANTON PAJIJ (PANAJIJ I)	60	146,154.00	15.128889	-91.01611
CANTON PAMESEBAL I	36	87,692.00	15.05676	-91.17841
CANTON PANAJIT TERCERO FINAL	19	46,282.00	15.00462	-91.21501
CANTON TULUCHE PRIMER CENTRO	15	36,538.00	14.95296	-91.03326
CASERIO CHICORRAL	35	85,256.00	15.034722	-91.175
CASERIO CHIGONON	41	99,872.00	15.06907	-91.15271
CASERIO EL ARENAL I	8	19,487.00	15.06522	-91.11149
CASERIO EL CEDRO	25	60,897.00	0	0
CASERIO MAMAJ CENTRAL	34	82,821.00	15.15279	-91.02326
CASERIO MAMAJ I	64	155,897.00	15.133333	-91.02389
CASERIO MINAS	75	182,692.00	15.08454	-91.05502
CASERIO NUEVA JERUSALEM	15	36,538.00	15.10458	-91.04381
CASERIO PAMESEBAL CUARTO	20	48,718.00	15.07776	-91.17081
CASERIO PATZALAM	43	104,744.00	0	0

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

CASERIO SACAIAU	9	21,923.00	0	0
CASERIO SAN JOSE PACHO I	23	56,026.00	14.985116	-91.14331
CASERIO SUALCHOJ	24	58,462.00	15.0103	-91.1964
CASERIO TOJIL DEL TERCER CENTRO	75	182,692.00	15.105525	-91.08706
CUCABAJ PRIMERO Y SEGUNDO I	45	109,615.00	15.010834	-91.0999
CULUMBAI	3	7,308.00	15.085463	-91.055042
LA CUMBRE	73	177,821.00	15.104995	-91.005493
LAS GUAYABITAS	21	51,154.00	15.16665	-91.038038
LOTIFICACION PRADOS STA. ROSA	300	730,769.00	15.090127	-91.07023
PANAJXIT III SECTOR II	20	48,718.00	15.01698	-91.2114
PARAJE EL ARENAL	33	80,385.00	15.053631	-91.138747
SECTOR EL POTRERO	45	109,615.00	15.01162	-91.12934
SECTOR EL POTRERO	45	109,615.00	15.01163	-91.12951
SECTOR II CANTON XEXIC III	15	36,538.00	0	0
SECTOR POTRERO	15	36,538.00	15.01162	-91.12934
XECONCHIX	112	272,821.00	15.039985	-91.164382



Guatemala

Términos de referencia

II. Estudios Técnicos del Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

1. Antecedentes y Justificación

El sector eléctrico en Guatemala ha experimentado avances significativos en los últimos años desde que se iniciaron las reformas del sector. Estos avances se resumen a continuación: (i) la participación del sector privado en la oferta ha aumentado a más del 80% en la actividad de generación, a más del 30% en transmisión, y a más del 90% en distribución; (ii) la capacidad instalada ha crecido más del 250%, equivalente a más del 7% anual; (iii) la oferta primaria de las energías renovables ha crecido en más de 150%, donde la participación de la hidroelectricidad pasó del 10.15 al 21.77% en el período y aparecieron la generación solar, eólica y geotérmica con una participación total del 2,5; 2,2 y 1% respectivamente; (iv) las pérdidas totales de electricidad se han reducido del 16 al 12%, muy por debajo del promedio de LAC del 16,5%; y (v) una menor dependencia del petróleo en las exportaciones totales de energía, al pasar del 99.45% en 1996, al 38,17% en 2016. Esto se debe mayormente a las exportaciones de electricidad, tanto a México como al SIEPAC.

La cobertura eléctrica también ha tenido grandes avances. En 1970, Guatemala solo tenía una cobertura del 26,62%, mientras que en 1996 ascendía al 52,37%. En el Censo 2018 el 88.1% de los hogares indicó que su tipo principal de alumbrado era eléctrico, eso representa un aumento de 9 puntos porcentuales respecto al Censo 2002 y de 32 puntos porcentuales a partir del que se hizo en el Censo 1994. A pesar de este progreso, Guatemala se encuentra por debajo del promedio de LAC del 93%. Aún 388,675 viviendas, o más de 1.7 millones de personas, carecen de una conexión a la red, y la energía eléctrica la obtienen de velas (6.9% de la población) un panel solar o generador eólico (3.1%); gas corriente (que puede ser kerosene o gasolina blanca para alimentar un candil, 1.2%); u otro (como leña o generadores a gasolina, 0.7%), según el Censo de 2018.

Al igual que en la mayoría de los países de la región, la población sin servicio se concentra en las áreas rurales. Mientras que las regiones más urbanas, como la metropolitana y la central, tienen coberturas por encima del 97%, las Región Norte tiene una cobertura del 69% y la de Noroccidente 85%. Uno de cada tres, o más de 132 mil usuarios sin cobertura están en la Región Norte, conformada por los Departamentos de Alta y Baja Verapaz, mientras que la Región Noroccidente tiene una cobertura del 85%.

En términos de departamentos, en Alta Verapaz la cobertura llega solo al 49%, mientras que en Petén, Baja Verapaz, Quiché e Izabal tienen índices por debajo del 80%. El MEM estima que electrificando solo los diez municipios con menor cobertura, de los 340 que tiene Guatemala, aumentaría el índice de cobertura en 2%, y los 20 con menor cobertura aumentaría la cobertura en 3.5%. Sólo 25 concentran coberturas inferiores al 60%, lo que indica que la falta de cobertura se encuentra concentrada.

Para proveer el servicio de electricidad en Guatemala, existen básicamente tres mecanismos: (i) extensión y densificación de redes conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI); (ii) sistemas individuales, generalmente basados en energías renovables; y (iii) sistemas aislados o mini-redes. El sector privado se encuentra aportando soluciones individuales basadas en paneles solares. A fin de mantener la calidad del servicio a los usuarios existentes cuyas redes van a ser extendidas o densificadas, es necesario evaluar la disponibilidad de capacidad para atenderlos. Esta capacidad puede verse limitada por las características de las líneas, subestaciones o ambos. Si las líneas no tienen suficiente capacidad para servir a los nuevos usuarios, deberán agregarse ternas adicionales, construir nuevas líneas o incluso elevar la tensión de las líneas, lo que requeriría una modificación sustancial a la topología de la red. A su vez, las subestaciones pueden tener limitaciones de capacidad de los transformadores, o pueden ser necesarias bahías adicionales para agregar nuevos circuitos. Las empresas distribuidoras determinan esta capacidad y/o modificaciones de la topología y/o modificación de las subestaciones y/o cambio de equipamiento para proveerla.

El Gobierno de Guatemala tiene el mandato constitucional la electrificación del país. El artículo 129 de la Constitución Política de la República establece: “*Se declara de urgencia nacional, la electrificación del país, con base en planes formulados por el estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada*”, mientras que el Plan Nacional de Gobierno 2020–2024 tiene como objetivo alcanzar una cobertura del 93.5%, al reconocer que la electricidad es una herramienta indispensable para lograr un crecimiento económico, prosperidad ampliamente compartida y la modernización de la nación en la mayoría de los sectores que necesitan acceso a la electricidad para realizar sus actividades y ofrecerla de forma eficiente y eficaz. Para abordar este desafío, el GdG ha solicitado un préstamo al Banco Interamericano de Desarrollo para avanzar en el objetivo de garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

A los fines de cumplir con este mandato, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), elaboró el Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050, el cual prioriza los municipios a intervenir. En la elaboración del plan, se consideraron una serie de premisas así como la elaboración de una metodología que permita focalizar los recursos institucionales a fin de atender a las comunidades más desfavorecidas. Por lo que tomando en consideración la Política General de Gobierno 2020, se consideran los siguientes objetivos:

- Para el año 2023 incrementar la proporción de la población con acceso a energía eléctrica a 93.50 %.
- Incrementar la inversión nacional y la inversión extranjera directa.
- Generación de empleo en las áreas de influencia.
- Mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.

- Promover la generación de energía eléctrica ubicada geográficamente.
- Incentivar la salud, turismo, educación y seguridad a través del servicio de energía eléctrica.
- Mejorar los índices de calidad de vida.
- Apoyar al muro económico en la frontera con México, promoviendo inversiones de empresas en dicha zona, y el comercio bilateral.
- Promover inversiones de empresas en la frontera con El Salvador y Honduras, y el comercio bilateral.
- Promover las exportaciones e importaciones de energía eléctrica regional a Centroamérica, México y en el futuro Belice.

A continuación, se definen cuáles fueron las premisas consideradas en el desarrollo del plan. Dichas premisas fueron determinadas como las variables técnicas y socioeconómicas que permitirían determinar donde concentrar los esfuerzos institucionales.

La distancia que existe entre las comunidades sin electricidad y la distancia a la red de distribución eléctrica más cercana, impacta en el costo necesario para proveer el acceso al servicio de electricidad, además existe una obligación legal de proveer el servicio si las comunidades están a más de 200 metros de la red de distribución (sin costo para el usuario).

En las redes de transporte eléctrico y distribución, existe una diferencia entre los niveles de tensión por lo que es necesario, además de transformadores de potencia, la instalación y montaje de sistemas de puesta a tierra, sistemas de control y protecciones, que permitan al transportista y a la distribuidora garantizar la calidad del servicio, cuyos límites establece la CNEE en las NTSD y la NTAUCT. Por lo expuesto, establecer los criterios técnicos de acceso a las redes de transmisión y distribución de energía es una variable que se considera dentro del indicador de prioridad.

ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO (IDH)

El IDH mide el progreso conseguido por el país en tres dimensiones básicas del desarrollo humano: disfrutar de una vida larga y saludable, acceso a la educación y un nivel de vida digno. Salud, educación y nivel de oportunidades. El acceso a la energía eléctrica se considera fundamental para el desarrollo humano, ya que permite la sustitución de energéticos ineficientes o contaminantes, como keroseno y leña para cocción de alimentos y calefacción en los hogares. Al permitir la oportunidad de utilizar energía eléctrica para abastecer las demandas energéticas de los hogares. Este índice es una variable de consideración importante en la priorización de municipios a electrificar dado que favorece a aquellos municipios cuyo desarrollo humano es deficiente.

ÍNDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL (IPM)

El índice de pobreza multidimensional (IPM) es una herramienta de medición, también elaborada por el PNUD, en colaboración con la iniciativa de Pobreza y Desarrollo Humano de la Universidad de Oxford (OPHI). Desde 2010, este indicador sustituye a los índices de pobreza humana, incluyendo parámetros de ingresos junto con otros tipos de privaciones que afectan la vida de las personas. El IPM pondera educación, asistencia

sanitaria o salud, y calidad de vida. En la última dimensión se considera el acceso a la electricidad y a combustibles para cocción, lo cual podría catalogarse como indicadores de pobreza energética. El índice de pobreza multidimensional permite anteponer a aquellos municipios cuyas carencias no superan el umbral mínimo. Este indicador es importante dado que integra carencia de servicios como acceso al agua potable, asistencia sanitaria y saneamiento, cuyo acceso puede potenciarse y hacerse viable cuando se cuenta con el servicio de electricidad.}

PORCENTAJE DE PERSONAS VIVIENDO EN POBREZA (%)

El porcentaje de personas que viven en pobreza según cada departamento en Guatemala se tomará en cuenta para valorar la prioridad que tendrán los programas de desarrollo productivo relacionados con el acceso al servicio de electricidad.

ÍNDICE RELATIVO DE CONSUMO DE LEÑA (IRCL)

En Guatemala, esta variable está relacionada con la pobreza energética al no poder acceder a servicios de electricidad u otro energético. El consumo de leña es utilizado en mayor porcentaje en las comunidades rurales y como energía útil para demanda de cocción de alimentos y calefacción. Este índice será valorado por la importancia en el desarrollo sostenible de aquellas comunidades que más están consumiendo los recursos forestales.

DENSIDAD POBLACIONAL

Esta variable se actualiza con los datos del XII Censo Nacional de Población y VII de Vivienda realizado en el año 2018, por medio de este indicador se puede determinar el número de habitantes por kilómetro, facilitando así determinar que municipios pueden ser priorizados.

El MEM, al diseñar la política de electrificación rural, consideró oportuno incluir una serie de variables técnicas y socioeconómicas que permitan priorizar y orientar los esfuerzos institucionales, los indicadores descritos en este inciso, serán actualizados cada año y serán responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas.

Para que estos municipios puedan ser considerados dentro de la metodología, es oportuno que como mínimo pueda garantizarse lo siguiente:

- Se garantice la seguridad de los técnicos en las regiones de trabajo.
- Los proyectos de infraestructura sean aceptados por las comunidades y autoridades locales.
- Exista voluntad política por parte de las autoridades locales para la ejecución del plan.
- Exista un alto riesgo de impago por parte de las comunidades beneficiadas.

En caso se cumplieran los puntos anteriormente mencionados, se procederá a considerar el indicador de prioridad de municipios, que se desarrollara a continuación.

Tabla 1: Peso de los indicadores socioeconómicos y técnicos.

No.	Indicador	Peso
Indicadores socioeconómicos		70%
1	Índice relativo de consumo de leña	5%
2	Porcentaje de personas viviendo en pobreza	20%
3	Índice de desarrollo humano	15%
4	Índice de pobreza multidimensional	15%
5	Densidad poblacional	15%
Indicadores técnicos		30%
6	Índice de cobertura eléctrica	20%
7	Acceso a los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica	10%
Total		100%

Fuente: Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050.

Cada uno de los indicadores se ajustará para priorizar a los municipios que tengan los peores indicadores, para esto se utilizará la siguiente ecuación para las variables donde se priorizan los indicadores ascendentes. Al evaluar estos indicadores en cada uno de los municipios, logramos determinar cuáles serían los municipios priorizados, en función de la ponderación establecida en la Tabla 2.

Tabla 2: Municipios priorizados.

No.	Departamento	Municipio	Cobertura Eléctrica Acumulada	Usuarios Sin Cobertura	Inversión Estimada USD
1	Alta Verapaz	San Agustín Lanquín	88.23%	3,372	\$5,867,724
2	Alta Verapaz	Senahú	88.62%	12,784	\$22,245,842
3	Alta Verapaz	Santa María Cahabón	88.90%	8,892	\$15,473,250
4	Alta Verapaz	San Pedro Carchá	89.71%	26,629	\$46,337,964
5	Alta Verapaz	Chahal	89.81%	3,493	\$6,078,280
6	Alta Verapaz	San Miguel Tucurú	89.94%	4,248	\$7,392,079
7	Alta Verapaz	Panzós	90.18%	7,814	\$13,597,388
8	Alta Verapaz	Santa Catalina La Tinta	90.28%	3,156	\$12,057,372
9	Alta Verapaz	Fray Bartolomé de Las Casas	90.49%	6,929	\$5,491,855
10	Alta Verapaz	Tamahú	90.54%	1,509	\$2,625,859
11	Alta Verapaz	San Juan Chamelco	90.69%	5,163	\$8,984,299
12	Alta Verapaz	Raxruhá	90.78%	2,948	\$5,129,908
13	Alta Verapaz	Cobán	91.34%	18,241	\$31,741,740
14	Alta Verapaz	Chisec	91.53%	6,066	\$10,555,638
15	Alta Verapaz	San Cristóbal Verapaz	91.62%	2,956	\$5,143,829
16	Quiché	San Miguel Uspantán	91.82%	6,709	\$11,674,543
17	Huehuetenango	San Gaspar Ixchil	91.85%	818	\$1,423,428
18	Alta Verapaz	Tactic	91.89%	1,401	\$2,437,924
19	Alta Verapaz	Santa Cruz Verapaz	91.92%	1,097	\$1,908,924
20	Huehuetenango	Santa Cruz Barillas	92.12%	6,430	\$11,189,046

Fuente: Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050.

La infraestructura necesaria para incrementar la cobertura eléctrica en los municipios priorizados debe considerar también aquellas comunidades o aldeas que se encuentren en la cercanía en especial si resulta más económicamente eficiente atender desde otro municipio a esta comunidad. No existe una limitación ni una circunscripción a los municipios priorizados, ya que la infraestructura debe aprovecharse para atender a la mayor cantidad de usuarios posibles.

Hasta el año 2016 el Ministerio de Energía y Minas, identificó 272,139 viviendas que aún no contaban con servicio de energía eléctrica dentro del territorio nacional; cada vivienda no electrificada representa un bloque de potencia y energía a considerar dentro de un proyecto de electrificación rural, ahora con el apoyo de los datos recabados mediante el Censo Nacional 2018, se presentan los nuevos resultados de estimación de energía y potencia no suministrada por municipio y por departamento; del mismo modo, los precios por la energía no suministrada en un año.

Tabla 3: Estimación de energía y potencia no suministrada por departamento.

Departamento	Energía anual no suministrada (GWh)	Potencia máxima (MW)	Departamento	Energía anual no suministrada (GWh)	Potencia máxima (MW)
Alta Verapaz	146.21	25.67	Jalapa	11.94	2.10
Petén	45.86	8.05	Santa Rosa	11.10	1.95
Huehuetenango	42.91	9.46	Suchitepéquez	9.99	1.75
Quiché	37.38	8.24	Zacapa	8.23	1.44
Izabal	24.36	4.28	Quetzaltenango	7.77	1.71
Chiquimula	21.22	3.73	Chimaltenango	5.46	1.20
Baja Verapaz	20.33	3.57	Retalhuleu	5.29	1.17
San Marcos	20.26	4.47	Totonicapán	5.24	0.92
Guatemala	16.36	2.57	Sololá	4.55	1.00
Escuintla	13.99	2.20	El Progreso	4.12	0.72
Jutiapa	13.29	2.33	Sacatepéquez	1.97	0.31

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

La Tabla 3, representa la estimación de energía (GWh) y potencia (MW) no suministrados a las comunidades no electrificadas de cada departamento; la estimación de energía total no suministrada asciende a 447.83 GWh por año, mientras que la estimación de la potencia no suministrada dentro de todo el territorio nacional es de 88.85 MW en demanda punta. El MEM estima que el costo total de la potencia y energía no suministrada en el país asciende a 5,856.68 Millones de quetzales.

A fin de ejecutar estas actividades se hará, en una primera etapa, un estudio a nivel de escritorio donde se hará una primera estimación de las necesidades de equipamiento y de la población a cubrir, usando herramientas GIS.¹ En una segunda etapa, las estimaciones serán verificadas en campo.

¹ Sistemas de Información Geográfica por sus siglas en inglés

Con el fin de apoyar la iniciativa del Gobierno, la División de Energía (ENE) del Banco Interamericano de Desarrollo invita a presentar una propuesta detallada para que un consultor individual (“el Consultor”) con experiencia comprobada y pertinente para cubrir la gama completa de servicios del alcance del trabajo que se detalla en este documento. La propuesta debe demostrar de modo exhaustivo que el Consultor comprende el alcance del trabajo que se detalla a continuación, su enfoque técnico, así como las calificaciones y la reciente experiencia específica relacionada en trabajos similares.

2. Objetivo

El objetivo general de la CT es realizar los estudios técnicos necesarios para que el programa de inversiones aumente la cobertura eléctrica del país en las áreas con mayor déficit y que estén cerca de la infraestructura eléctrica existente. Los estudios técnicos proporcionarán los diseños sobre: (i) la densificación de las redes, incorporando nuevos hogares al servicio en áreas que ya están cubiertas; (ii) extensión de las redes, mediante el aumento de la cobertura geográfica del sistema de manera efectiva y eficiente; y (iii) el fortalecimiento de las redes a ampliar, incluida la modificación de su topología, para garantizar la calidad del servicio requerido por las normas técnicas. Los productos finales cumplirán con los requisitos del Ministerio de Finanzas Públicas, el Ministerio de Recursos Naturales, el Ministerio de Energía y la Secretaría de Planificación para emitir todos los permisos y licencias para proceder con las obras, permitiendo acelerar la ejecución del Programa.

Los objetivos específicos de esta consultoría son: (i) recabar información georreferenciada sobre la cobertura de electrificación en el país; (ii) maximizar la población cubierta por las distintas alternativas de rutas; (iii) determinar oportunidades de nuevos usuarios en las redes existentes; (iv) determinar el equipamiento requerido para cubrir las poblaciones identificadas; (v) evaluar la capacidad de las redes y subestaciones existentes para atender la nueva demanda; y (vi) determinar las necesidades de expansión de la infraestructura existente. Además, se identificará las necesidades de fortalecimiento de capacidad operativa y técnica a corto plazo del INDE a fin de facilitar el acceso confiable y económico a la electricidad, ofrecido de forma eficiente y sustentable.

3. Alcance de los servicios

El alcance general de esta consultoría incluye:

- i) Creación de una base de datos georreferenciada de planificación espacial para la electrificación al menor costo basada en GIS, desarrollada con un modelo georreferenciado de manejo de datos de demanda e infraestructura, que aborde, con un alto nivel y de forma integral, tanto la extensión de la red eléctrica (de ahora en adelante, redes media tensión y acceso a baja tensión), así como el suministro y las modalidades de acceso complementario fuera de la red, que incluye opciones de energía renovable rentables para las áreas priorizadas del programa.
- ii) Reunión de datos y validación, según corresponda, para un análisis de la estrategia de implementación de la ejecución de electrificación, lo cual lleva a integrar todas las capas de datos digitalizados para respaldar la plataforma de

planificación espacial mencionada anteriormente. Esto debe abarcar, pero sin limitarse a ello: (i) los sitios donde las personas sin acceso y otros beneficiarios potenciales (como escuelas, clínicas médicas, centros administrativos, centros importantes de carga productiva con patrones de asentamientos espaciales de grupos familiares y extensión de núcleos espaciales alrededor y dentro de los asentamientos, entre otros); (ii) la representación digitalizada de las redes y líneas de Medio y Bajo Voltaje existentes, el sistema nacional de interconectado y los principales puntos de suministro existentes y planificados, y datos sobre la disponibilidad de recursos de energía renovable.

- iii) Proyecciones de conexiones eléctricas y demanda de la población con servicios de electricidad inadecuados o inexistentes a un nivel fraccionado e integrado para presentación en departamentos y municipios.
- iv) Los escenarios con demanda actual suprimida y plena.
- v) Comparación de diferentes tecnologías y opciones de suministro eléctrico (viabilidad técnica y económica), comparación de costos y estimación de los costos totales para la electrificación en las áreas priorizadas (de inversión y operativos), incluidas las extensiones de la red de medio voltaje y la ejecución de nuevas conexiones. Las aplicaciones fuera de la red, incluidas la expansión de las redes y fuentes de suministro aisladas existentes, el desarrollo de nuevas mini redes y fuentes de suministro, y sistemas institucionales y de grupos familiares individuales, que usan energías renovables según corresponda y en la medida de lo posible.
- vi) Verificación en campo de la viabilidad física de las trazas propuestas y del número de beneficiarios reales.
- vii) Taller/reunión de socialización de los resultados de la Consultoría y Taller de cierre con la presentación de datos a las Empresas Eléctricas de Distribución.

4. Actividades Clave

Específicamente, el Consultor debe organizar el alcance de trabajo general según esta asignación, junto con las siguientes tareas y resultados correspondientes:

Tarea 1 – Plan, modalidad y cronograma de trabajo

El Consultor deberá presentar, el plan, modalidad y cronograma de trabajo, en el cual por lo menos contenga Reunión de inicio, recopilación de la información, revisión de la información, reunión/ taller de socialización para informar a las Empresas Eléctricas de Distribución sobre el trabajo a realizar.

Tarea 2 – Recopilación de datos y presentación de una base de datos estructurada con capas GIS - Geodatabase

El Consultor debe recopilar, compilar, revisar y analizar las mejores fuentes de datos y bases de datos necesarias que estén disponibles y llevar a cabo la preparación de todas las capas de datos compatibles con GIS necesarias para realizar el análisis espacial.

El Consultor debe revisar la disponibilidad y la calidad de los datos de GIS de fuentes potenciales, entre las que se incluyen agencias nacionales como el Instituto de Estadísticas, el Instituto Geográfico Militar, Sistema Nacional de Información de Tierras

Rurales e Infraestructura Tecnológica, así como otros ministerios y autoridades provinciales, como los Ministerios de Salud y Educación, Juntas Parroquiales y las autoridades locales que se preocupan por crear planes de desarrollo de infraestructura para sus áreas y las fuentes internacionales de datos GIS confiables y con buena disponibilidad. El Consultor también debe revisar las fuentes de datos de imágenes satelitales y otras imágenes aéreas de fuentes principales y secundarias, que pueden usarse para extraer o derivar patrones de asentamiento de la población que son idóneos para la planificación de electrificación al menor costo, lo cual incluye la obtención de datos clave faltantes, que no están disponibles de inmediato en las principales agencias nacionales.

Por encima de la revisión de la disponibilidad y la calidad de los datos existentes, el Consultor debe evaluar la falta de datos, y más importante aún, proponer el mejor enfoque para hacer frente a esta falta de datos a fin de lograr los objetivos de esta Consultoría en tiempo y forma

En caso de existir datos de imágenes satelitales o aéreas, el Consultor debe proponer la estructura y el alcance para realizar el análisis requerido; específicamente, debe proponer una representación nodal georreferenciada de cada asentamiento, derivada de los datos de imágenes de grupos familiares y la utilización de criterios de agrupamiento adecuados. El Consultor debe crear un medio para adquirir y procesar dichos datos dentro del costo propuesto.

Estas fuentes y datos se revisan y evalúan para asegurarse de que sean adecuados y fáciles de usar en esta tarea; se toma en consideración el nivel de resolución práctica y de detalle, así como la precisión probable, el costo de proteger los datos y el retardo. El medio debe hacerse para instancias donde haya faltas significativas o se identifiquen otros problemas con respecto a la disponibilidad de datos geospaciales para las variables claves necesarias para el análisis, como la validez, calidad y nivel de resolución de los datos. La propuesta debe indicar cómo propone el Consultor abordar esos casos.

El resultado de esta tarea debe incluir: (i) todas las capas básicas de GIS necesarias para respaldar el análisis realizado en las siguientes tareas, (ii) un geo-análisis que indique el recuento y el porcentaje de la población nacional en la actualidad (2020), así como para 2025 y 2030, (iii) un inventario geoespacial de las viviendas que se conectarán a la red, así como de las viviendas aisladas con el tipo de tecnología que se debería usar para su electrificación.

La Geodatabase que se implante con los fines descritos, deberá ser desarrollada con herramientas GIS de última tecnología, compatible con el actual Sistema de Información Geográfico del Sector Eléctrico de Guatemala. La información debe ser recogida y procesada con un el máximo nivel de precisión y actualización disponibles.

El diseño de la Geodatabase debe considerar, al menos, en su estructura niveles de información de:

- CARTOGRAFIA

- Caminos de acceso, vías, senderos, etc.
 - Poblaciones, asentamientos y localización de los clientes domiciliarios, comunitarios y productivos
 - Referencias geográficas: iglesias, escuelas, centros de salud, puentes, etc.
 - Accidentes geográficos: quebradas, ríos, lagunas, montes, colinas, etc.
 - Tipo de terreno y vegetación por zona y sector
 - Curvas de nivel
 - Zonas protegidas y sensibles ambientalmente
- CENSALES
 - Edificaciones por tipo: casas, edificios, chozas, etc.
 - Poblaciones: barrios, comunidades, asentamientos
 - Zonas y sector geográfico
 - Actividad económica por zona, sector, comunidad
- ENERGÉTICAS
 - Tipo de energía accesible: eléctrica, fotovoltaica, eólica, térmica, etc.
 - Fuentes probables de energía
 - Uso de la energía por zona y sector
 - Requerimiento energético por zona y sector

El diseño de la Geodatabase es un producto inicial de la consultoría que debe ser aprobado por el gobierno de Ecuador, como beneficiarios de la TC, y por el Banco.

Tarea 3 – Desarrollo de extensiones de red al menor costo y plan de conexión para sistemas de redes de acuerdo con los límites de concesión actuales por cada empresa distribuidora y los principales sistemas de redes aisladas más pequeñas

Con base en la información levantada y registrada en la Geodatabase, el Consultor debe identificar opciones de tecnología y realizar un análisis de ventajas y desventajas en relación con los aspectos técnicos, económicos y financieros de estas opciones de tecnologías y modalidades de entrega, para desarrollar un plan de electrificación para la expansión y conexiones al menor costo (inversión de capital y operativo) de los principales sistemas de energía eléctrica hasta el 2030.

El análisis de esta tarea debe basarse en un marco de análisis espacial con datos georreferenciados de patrones de asentamiento donde viven las personas, ubicación de los principales centros económicos y ubicación de instalaciones de salud y educativas, así como cobertura georreferenciada de las principales redes de energía eléctrica existentes. También debe tener en cuenta la densidad de población, futuras demandas y rentabilidad (costo de conexión y tarifa mensual) por sub-ubicaciones, y disponibilidad de recursos locales de generación de energía renovable con costos competitivos, especialmente para potenciales proyectos hidroeléctricos de pequeña escala en las proximidades que tengan estudios de prefactibilidad previos o completos disponibles. El

análisis es para la ejecución sistemática de un programa de electrificación nacional al menor costo que incluye áreas urbanas, urbano marginales, rurales y remotas (no limitado a “electrificación rural”), y que tiene el objetivo de minimizar el coste para alcanzar el objetivo de acceso universal o, como alternativas, maximizar la cobertura para un nivel de inversión determinado o para una cobertura determinada.

La plataforma de planificación de alto nivel basada en GIS que se usa para identificar la configuración óptima al menor costo de las extensiones de la red principal, debe tener la capacidad de facilitar una rápida recuperación de la inversión y la actualización del plan de ejecución, servir como una herramienta rápida y efectiva del marco de respuesta para hacer frente al impacto de los cambios en los parámetros de entrada clave, como los costos de tecnología y desempeño, datos demográficos y socio-económicos, asequibilidad para los clientes, y políticas sobre los requisitos de inversión, así como el escalonamiento del plan de implementación.

Además, el Consultor debe realizar un análisis similar para identificar las extensiones de menor costo de la red principal entre las redes aisladas y mini redes existentes. Este análisis también debe evaluar el potencial de las opciones rentables de suministro de energía renovable a nivel local, y fácilmente disponibles, como sistemas híbridos solares fotovoltaicos-diésel, con y sin almacenamiento, mini hidro y eólico.

Los resultados de esta tarea deben incluir el costo detallado (de inversión y operativo) para las principales opciones de tecnología. Otro resultado clave de este análisis es un mapeo de la tecnología de energías renovables que identifique la inversión en energías renovables de menor costo por tipo de tecnología para cada sistema aislado, que incluya la generación de energías renovables con costos competitivos donde esté disponible.

Tarea 4 – Desarrollo de un plan de electrificación al menor costo para áreas fuera de la red carentes de un sistema de red existente, en las cuales no se prevé que reciban servicio de la extensión de los sistemas principales de la red y redes aisladas proyectadas en el largo plazo

El objetivo de esta tarea es desarrollar un plan de electrificación para ofrecer acceso a la población proyectada que esté más allá del alcance del sistema de la red principal o de los sistemas de redes aisladas existentes en un futuro cercano. Esta tarea incluye dos subtareas: (i) identificar los grupos de población que tendrán suficiente demanda para justificar los nuevos sistemas de redes aisladas (mini redes) y fuentes de suministro, condicionados a un estándar de servicio de diseño especificado, y (ii) identificar la población remota dispersa que se servirá de forma óptima con los sistemas residenciales o institucionales individuales.

Específicamente, el Consultor debe examinar e identificar las ubicaciones para las cuales una mini/micro red basada en un suministro de energía diésel, renovable o híbrido diésel-renovable es menos costoso de acuerdo con los estándares de servicio especificados (energía suministrada por conexión y confiabilidad) y la cantidad asociada de nuevas conexiones potenciales. Este análisis debe emplear un modelo/marco de simulación-planificación reconocido, como HOMER u otro equivalente, con capacidades para configurar y calcular el tamaño y los regímenes operativos, como las redes y sistemas

de suministro para expandir el acceso a las comunidades/asentamientos que de otra manera solo tendrían la opción de usar sistemas de servicio de energía individuales.

Tarea 5 – Análisis de sensibilidad

En esta tarea, el Consultor debe realizar, de forma selectiva, un análisis de sensibilidad para examinar cuán robustos son los resultados de los modelos clave ante los cambios en las suposiciones clave de entradas y los parámetros de las políticas. Específicamente, debe analizar la sensibilidad de los resultados de alto nivel del plan al menor costo a cambios iniciales en la conexión, cambios en el costo marginal de suministro de la red por unidad de electricidad, desarrollo de diseños de red de bajo costo demostrado y equipo que puede reducir los requisitos de inversión de forma significativa, los estándares de servicio para mini redes híbridas (nivel de energía de diseño planificado proporcionado y confiabilidad) y otras variables en las políticas derivadas de consideraciones para avanzar a los objetivos de “propiedad compartida” (como equidad/inclusión regional), velocidad y puntualidad de suministro de acceso.

Tarea 6 – Borrador final e informes finales, ejecución del plan de electrificación geoespacial al menor costo (dentro y fuera de la red), y transferencia de respaldo, capacitación de usuarios.

El Consultor debe preparar el borrador del informe final, que documente con el nivel de detalle adecuado, el marco metodológico y los supuestos clave, que se obtuvieron como resultado del análisis requerido de acuerdo con las tareas descritas anteriormente y las recomendaciones a implementar, así como la temporalidad para realizar este tipo de análisis.

El Consultor también debe transferir los modelos que no sean de su propiedad intelectual utilizados para realizar el análisis y las recomendaciones en esta asignación para el GdE y sus contrapartes designadas y realizar la capacitación necesaria durante el período de la asignación, dirigida al personal profesional, para familiarizarlos con las capacidades generales de los modelos utilizados, la metodología y el marco de análisis para actualizar el análisis geoespacial de alto nivel en el futuro, y las variables clave para el análisis de sensibilidad. El Consultor debe enumerar las licencias necesarias para garantizar el funcionamiento de la base de datos de planificación GIS y proporcionar los costos estimados de la adquisición y mantenimiento de dichas licencias. El Consultor tendrá un plazo de dos semanas a partir de que reciba los comentarios sobre el borrador del informe final para enviar el informe final que refleje los comentarios.

La oportunidad de la instalación y puesta en marcha de una plataforma de planificación GIS en Ecuador serán evaluados a partir de las conclusiones de esta tarea y del conjunto del presente proyecto, y pueden requerir de la celebración de un contrato adicional.

Tarea 7 – Estimación de la inversión

Esta tarea requiere el análisis de los costos de menor costo del ciclo de vida, minimizando la inversión en bienes de capital y operativos proyectados para la implementación del Programa. El Consultor debe presentar opciones y recomendaciones de diseños técnicos para reducir los costos por unidad de la red, considerando las necesidades de capacidad para instalar cocinas eléctricas de inducción, por ejemplo fase simple MV, BV, caídas y

medición del servicio simplificados, tableros listos, postes de bajo costo, estándares de equipos, diseño de redes y criterios de tamaño.

Teniendo en cuenta los comentarios y opiniones recibidas, el Consultor revisa el borrador del informe, finaliza y envía el informe final, en un plazo de dos semanas después de que recibió los comentarios. Las instituciones y agencias del sector eléctrico que conforman la contraparte en Guatemala incluyen: Ministerio de Energía y Minas, Recursos Naturales No Renovables, INDE, CNEE, SEGEPLAN, Ministerio de Finanzas Públicas, Empresas Eléctricas, Instituto Nacional de Estadísticas y autoridades regionales.

5. Resultados y Productos Esperados

Específicamente, los productos finales más importante son los siguientes:

- ***Informe inicial*** en el que se resumen los hallazgos del panorama general inicial y el alcance de un programa de trabajo detallado a partir de ese momento hasta que se completa. Señalar específicamente los problemas más importantes que se abordarán que pueden presentar desafíos inesperados para la realización del trabajo, que incluye la disponibilidad, fuentes, calidad, validez, costo, metodología y puntualidad de los datos. Un resultado clave de la reunión que involucra la misión inicial debe ser la evaluación de la disponibilidad, calidad y validez de los datos del Consultor, la magnitud de la falta de datos junto con estas dimensiones, y el enfoque propuesto y los argumentos para la preparación de datos digitales por capas de forma puntual y rentable. El informe inicial debe destacar los ajustes propuestos previstos en el plan de trabajo propuesto originalmente – datos, metodología y marco de análisis, a la luz de los hallazgos de la misión inicial, y el plan de trabajo revisado detallado y los siguientes pasos. Debe presentarse y discutirse un resumen en formato PowerPoint después de concluir la misión inicial en Quito.
- ***Informe de resultados intermedios*** en el que se documenta una evaluación de amplio espectro y un análisis inicial respaldado por las suposiciones y los argumentos clave, con un taller tres meses después de la misión inicial.
- ***Borrador preliminar del informe final:*** donde se documentan los hallazgos del análisis y las recomendaciones respaldadas por las suposiciones y argumentos clave, y la metodología utilizada y el taller (cinco meses después de la misión inicial)
- ***Informe final con el plan de electrificación de bajo costo y prospecto de inversión.*** Se espera que el Consultor esté disponibles para las presentaciones clave de los informes intermedio y final, así como cualquier otra presentación o taller de trabajo en progreso programada.

6. Calendario del proyecto e hitos

Se espera que esta asignación comience con una misión de inicio y concepción en, y que se extienda a lo largo de un período de cuatro meses. Los tiempos de los objetivos proyectados son los siguientes:

- Plan de Trabajo – al término de los primeros quince días posteriores a la firma del contrato.
- Informe inicial en un plazo de cuatro semanas a partir de que se completa el numeral anterior. Comprende el análisis de escritorio de los proyectos individuales y estimación de costos y número de beneficiarios.
- Taller y consulta del informe inicial, tres meses después de la misión inicial.
- Informe final y taller de presentación de resultados – cuatro meses después de la firma del contrato. Incorporará los comentarios obtenidos del Taller Inicial, y verificación y ajuste de los resultados en la verificación de campo.

7. Calendario de Pagos

- 20% a la entrega a satisfacción del Plan de Trabajo
- 20% a la entrega a satisfacción del Informe Inicial
- 25% a la entrega a satisfacción de los resultados de las visitas de campo.
- 20% a la entrega a satisfacción del borrador de Informe Final, y
- 15% a la entrega a satisfacción del Informe Final, incluyendo los comentarios indicados en el Taller Final

8. Supervisión

La coordinación de esta consultoría será supervisada por Alberto Levy (ENE/CGU) albertol@iadb.org, Especialista Senior Sectorial.

9. Calificaciones requeridas y experiencia de la firma y del equipo propuesto

El Consultor debe presentar evidencias de una experiencia práctica adecuada de la firma en las siguientes áreas: evaluación técnica y económica de las tecnologías de electrificación con y sin conexión a la red; proyección de demanda eléctrica geoespacial; uso de un planificador geoespacial de la red de distribución y la plataforma de análisis geoespacial para la ejecución del plan de electricidad de bajo costo sobre la red (MV y flujo descendente por sub-ubicaciones) y acceso escalable en el espacio fuera de la red y preparación de diversas capas de datos geoespaciales digitalizados para parámetros clave – técnicos, económicos, financieros, necesarios para realizar el análisis geoespacial requerido en esta asignación.

El Consultor debe *tener experiencia profunda demostrada al abordar la gama completa de habilidades funcionales y técnicas detalladas en estos TdR, para concretar esta asignación con éxito y de forma puntual como sigue:*

Sólidos antecedentes técnicos y analíticos, y conocimiento de las mejores prácticas internacionales de diseño e implementación de la plataforma de ejecución geoespacial (dentro y fuera de la red) de menor costo para la inversión en el programa de electrificación nacional; experiencia en tecnologías de energías renovables, tecnologías de electrificación fuera de la red y opciones de suministro; comprensión profunda de la dinámica y complementariedad entre la extensión de la red y la electrificación fuera de la red; experiencia demostrada en planificación de la expansión de redes de distribución, redes de alto nivel de extensiones MV y reticulación de redes BV para ejecución de conexiones, que incluye una actualización de la reticulación de una fase simple a tres fases cuando se garantice, y las buenas prácticas en implementación ante caídas del servicio de bajo costo para clientes, medición de bajo costo y cableado de casas en base a la ejecución de conexiones; maestría en ingeniería o un título equivalente, con 15 años de experiencia, como mínimo y dominio del idioma español.

Guatemala

Términos de Referencia

III. Integración de Estudios Técnicos, Económicos Socioambientales, y obtención de avales y licencias de las entidades estatales de Guatemala

1. Antecedentes y Justificación

El sector eléctrico en Guatemala ha experimentado avances significativos en los últimos años desde que se iniciaron las reformas del sector. Estos avances se resumen a continuación: (i) la participación del sector privado en la oferta ha aumentado a más del 80% en la actividad de generación, a más del 30% en transmisión, y a más del 90% en distribución; (ii) la capacidad instalada ha crecido más del 250%, equivalente a más del 7% anual; (iii) la oferta primaria de las energías renovables ha crecido en más de 150%, donde la participación de la hidroelectricidad pasó del 10.15 al 21.77% en el período y aparecieron la generación solar, eólica y geotérmica con una participación total del 2,5; 2,2 y 1% respectivamente; (iv) las pérdidas totales de electricidad se han reducido del 16 al 12%, muy por debajo del promedio de LAC del 16,5%; y (v) una menor dependencia del petróleo en las exportaciones totales de energía, al pasar del 99.45% en 1996, al 38,17% en 2016. Esto se debe mayormente a las exportaciones de electricidad, tanto a México como al SIEPAC.

La cobertura eléctrica también ha tenido grandes avances. En 1970, Guatemala solo tenía una cobertura del 26,62%, mientras que en 1996 ascendía al 52,37%. En el Censo 2018 el 88.1% de los hogares indicó que su tipo principal de alumbrado era eléctrico, eso representa un aumento de 9 puntos porcentuales respecto al Censo 2002 y de 32 puntos porcentuales a partir del que se hizo en el Censo 1994. A pesar de este progreso, Guatemala se encuentra por debajo del promedio de LAC del 93%. Aún 388,675 viviendas, o más de 1.7 millones de personas, carecen de una conexión a la red, y la energía eléctrica la obtienen de velas (6.9% de la población) un panel solar o generador eólico (3.1%); gas corriente (que puede ser kerosene o gasolina blanca para alimentar un candil, 1.2%); u otro (como leña o generadores a gasolina, 0.7%), según el Censo de 2018.

Al igual que en la mayoría de los países de la región, la población sin servicio se concentra en las áreas rurales. Mientras que las regiones más urbanas, como la metropolitana y la central, tienen coberturas por encima del 97%, las Región Norte tiene una cobertura del 69% y la de Noroccidente 85%. Uno de cada tres, o más de 132 mil usuarios sin cobertura están en la Región Norte, conformada por los Departamentos de

Alta y Baja Verapaz, mientras que la Región Noroccidente tiene una cobertura del 85%. En términos de departamentos, en Alta Verapaz la cobertura llega solo al 49%, mientras que en Petén, Baja Verapaz, Quiché e Izabal tienen índices por debajo del 80%. El MEM estima que electrificando solo los diez municipios con menor cobertura, de los 340 que tiene Guatemala, aumentaría el índice de cobertura en 2%, y los 20 con menor cobertura aumentaría la cobertura en 3.5%. Sólo 25 concentran coberturas inferiores al 60%, lo que indica que la falta de cobertura se encuentra concentrada.

Para proveer el servicio de electricidad en Guatemala, existen básicamente tres mecanismos: (i) extensión y densificación de redes conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI); (ii) sistemas individuales, generalmente basados en energías renovables; y (iii) sistemas aislados o mini-redes. El sector privado se encuentra aportando soluciones individuales basadas en paneles solares. A fin de mantener la calidad del servicio a los usuarios existentes cuyas redes van a ser extendidas o densificadas, es necesario evaluar la disponibilidad de capacidad para atenderlos. Esta capacidad puede verse limitada por las características de las líneas, subestaciones o ambos. Si las líneas no tienen suficiente capacidad para servir a los nuevos usuarios, deberán agregarse ternas adicionales, construir nuevas líneas o incluso elevar la tensión de las líneas, lo que requeriría una modificación sustancial a la topología de la red. A su vez, las subestaciones pueden tener limitaciones de capacidad de los transformadores, o pueden ser necesarias bahías adicionales para agregar nuevos circuitos. Las empresas distribuidoras determinan esta capacidad y/o modificaciones de la topología y/o modificación de las subestaciones y/o cambio de equipamiento para proveerla.

El Gobierno de Guatemala tiene el mandato constitucional la electrificación del país. El artículo 129 de la Constitución Política de la República establece: “*Se declara de urgencia nacional, la electrificación del país, con base en planes formulados por el estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada*”, mientras que el Plan Nacional de Gobierno 2020–2024 tiene como objetivo alcanzar una cobertura del 93.5%, al reconocer que la electricidad es una herramienta indispensable para lograr un crecimiento económico, prosperidad ampliamente compartida y la modernización de la nación en la mayoría de los sectores que necesitan acceso a la electricidad para realizar sus actividades y ofrecerla de forma eficiente y eficaz. Para abordar este desafío, el GdG ha solicitado un préstamo al Banco Interamericano de Desarrollo para avanzar en el objetivo de garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

A los fines de cumplir con este mandato, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), elaboró el Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050, el cual prioriza los municipios a intervenir. En la elaboración del plan, se consideraron una serie de premisas así como la elaboración de una metodología que permita focalizar los recursos institucionales a fin de atender a las comunidades más desfavorecidas. Por lo que tomando en consideración la Política General de Gobierno 2020, se consideran los siguientes objetivos:

- Para el año 2023 incrementar la proporción de la población con acceso a energía eléctrica a 93.50 %.
- Incrementar la inversión nacional y la inversión extranjera directa.
- Generación de empleo en las áreas de influencia.

- Mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.
- Promover la generación de energía eléctrica ubicada geográficamente.
- Incentivar la salud, turismo, educación y seguridad a través del servicio de energía eléctrica.
- Mejorar los índices de calidad de vida.
- Apoyar al muro económico en la frontera con México, promoviendo inversiones de empresas en dicha zona, y el comercio bilateral.
- Promover inversiones de empresas en la frontera con El Salvador y Honduras, y el comercio bilateral.
- Promover las exportaciones e importaciones de energía eléctrica regional a Centroamérica, México y en el futuro Belice.

A continuación, se definen cuáles fueron las premisas consideradas en el desarrollo del plan. Dichas premisas fueron determinadas como las variables técnicas y socioeconómicas que permitirían determinar donde concentrar los esfuerzos institucionales.

La distancia que existe entre las comunidades sin electricidad y la distancia a la red de distribución eléctrica más cercana, impacta en el costo necesario para proveer el acceso al servicio de electricidad, además existe una obligación legal de proveer el servicio si las comunidades están a más de 200 metros de la red de distribución (sin costo para el usuario).

En las redes de transporte eléctrico y distribución, existe una diferencia entre los niveles de tensión por lo que es necesario, además de transformadores de potencia, la instalación y montaje de sistemas de puesta a tierra, sistemas de control y protecciones, que permitan al transportista y a la distribuidora garantizar la calidad del servicio, cuyos límites establece la CNEE en las NTSD y la NTAUCT. Por lo expuesto, establecer los criterios técnicos de acceso a las redes de transmisión y distribución de energía es una variable que se considera dentro del indicador de prioridad.

ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO (IDH)

El IDH mide el progreso conseguido por el país en tres dimensiones básicas del desarrollo humano: disfrutar de una vida larga y saludable, acceso a la educación y un nivel de vida digno. Salud, educación y nivel de oportunidades. El acceso a la energía eléctrica se considera fundamental para el desarrollo humano, ya que permite la sustitución de energéticos ineficientes o contaminantes, como keroseno y leña para cocción de alimentos y calefacción en los hogares. Al permitir la oportunidad de utilizar energía eléctrica para abastecer las demandas energéticas de los hogares. Este índice es una variable de consideración importante en la priorización de municipios a electrificar dado que favorece a aquellos municipios cuyo desarrollo humano es deficiente.

ÍNDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL (IPM)

El índice de pobreza multidimensional (IPM) es una herramienta de medición, también elaborada por el PNUD, en colaboración con la iniciativa de Pobreza y Desarrollo Humano de la Universidad de Oxford (OPHI). Desde 2010, este indicador sustituye a los índices de pobreza humana, incluyendo parámetros de ingresos junto con otros tipos de

privaciones que afectan la vida de las personas. El IPM pondera educación, asistencia sanitaria o salud, y calidad de vida. En la última dimensión se considera el acceso a la electricidad y a combustibles para cocción, lo cual podría catalogarse como indicadores de pobreza energética. El índice de pobreza multidimensional permite anteponer a aquellos municipios cuyas carencias no superan el umbral mínimo. Este indicador es importante dado que integra carencia de servicios como acceso al agua potable, asistencia sanitaria y saneamiento, cuyo acceso puede potenciarse y hacerse viable cuando se cuenta con el servicio de electricidad.}

PORCENTAJE DE PERSONAS VIVIENDO EN POBREZA (%)

El porcentaje de personas que viven en pobreza según cada departamento en Guatemala se tomará en cuenta para valorar la prioridad que tendrán los programas de desarrollo productivo relacionados con el acceso al servicio de electricidad.

ÍNDICE RELATIVO DE CONSUMO DE LEÑA (IRCL)

En Guatemala, esta variable está relacionada con la pobreza energética al no poder acceder a servicios de electricidad u otro energético. El consumo de leña es utilizado en mayor porcentaje en las comunidades rurales y como energía útil para demanda de cocción de alimentos y calefacción. Este índice será valorado por la importancia en el desarrollo sostenible de aquellas comunidades que más están consumiendo los recursos forestales.

DENSIDAD POBLACIONAL

Esta variable se actualiza con los datos del XII Censo Nacional de Población y VII de Vivienda realizado en el año 2018, por medio de este indicador se puede determinar el número de habitantes por kilómetro, facilitando así determinar que municipios pueden ser priorizados.

El MEM, al diseñar la política de electrificación rural, consideró oportuno incluir una serie de variables técnicas y socioeconómicas que permitan priorizar y orientar los esfuerzos institucionales, los indicadores descritos en este inciso, serán actualizados cada año y serán responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas.

Para que estos municipios puedan ser considerados dentro de la metodología, es oportuno que como mínimo pueda garantizarse lo siguiente:

- Se garantice la seguridad de los técnicos en las regiones de trabajo.
- Los proyectos de infraestructura sean aceptados por las comunidades y autoridades locales.
- Exista voluntad política por parte de las autoridades locales para la ejecución del plan.
- Exista un alto riesgo de impago por parte de las comunidades beneficiadas.

En caso se cumplieran los puntos anteriormente mencionados, se procederá a considerar el indicador de prioridad de municipios, que se desarrollara a continuación.

Tabla 1: Peso de los indicadores socioeconómicos y técnicos.

No.	Indicador	Peso
Indicadores socioeconómicos		70%
1	Índice relativo de consumo de leña	5%
2	Porcentaje de personas viviendo en pobreza	20%
3	Índice de desarrollo humano	15%
4	Índice de pobreza multidimensional	15%
5	Densidad poblacional	15%
Indicadores técnicos		30%
6	Índice de cobertura eléctrica	20%
7	Acceso a los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica	10%
Total		100%

Fuente: Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050.

Cada uno de los indicadores se ajustará para priorizar a los municipios que tengan los peores indicadores, para esto se utilizará la siguiente ecuación para las variables donde se priorizan los indicadores ascendentes. Al evaluar estos indicadores en cada uno de los municipios, logramos determinar cuáles serían los municipios priorizados, en función de la ponderación establecida en la Tabla 2.

Tabla 2: Municipios priorizados.

No.	Departamento	Municipio	Cobertura Eléctrica Acumulada	Usuarios Sin Cobertura	Inversión Estimada USD
1	Alta Verapaz	San Agustín Lanquín	88.23%	3,372	\$5,867,724
2	Alta Verapaz	Senahú	88.62%	12,784	\$22,245,842
3	Alta Verapaz	Santa María Cahabón	88.90%	8,892	\$15,473,250
4	Alta Verapaz	San Pedro Carchá	89.71%	26,629	\$46,337,964
5	Alta Verapaz	Chahal	89.81%	3,493	\$6,078,280
6	Alta Verapaz	San Miguel Tucurú	89.94%	4,248	\$7,392,079
7	Alta Verapaz	Panzós	90.18%	7,814	\$13,597,388
8	Alta Verapaz	Santa Catalina La Tinta	90.28%	3,156	\$12,057,372
9	Alta Verapaz	Fray Bartolomé de Las Casas	90.49%	6,929	\$5,491,855
10	Alta Verapaz	Tamahú	90.54%	1,509	\$2,625,859
11	Alta Verapaz	San Juan Chamelco	90.69%	5,163	\$8,984,299
12	Alta Verapaz	Raxruhá	90.78%	2,948	\$5,129,908
13	Alta Verapaz	Cobán	91.34%	18,241	\$31,741,740
14	Alta Verapaz	Chisec	91.53%	6,066	\$10,555,638
15	Alta Verapaz	San Cristóbal Verapaz	91.62%	2,956	\$5,143,829
16	Quiché	San Miguel Uspantán	91.82%	6,709	\$11,674,543
17	Huehuetenango	San Gaspar Ixchil	91.85%	818	\$1,423,428
18	Alta Verapaz	Tactic	91.89%	1,401	\$2,437,924
19	Alta Verapaz	Santa Cruz Verapaz	91.92%	1,097	\$1,908,924
20	Huehuetenango	Santa Cruz Barillas	92.12%	6,430	\$11,189,046

Fuente: Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2050.

La infraestructura necesaria para incrementar la cobertura eléctrica en los municipios priorizados debe considerar también aquellas comunidades o aldeas que se encuentren en la cercanía en especial si resulta más económicamente eficiente atender desde otro municipio a esta comunidad. No existe una limitación ni una circunscripción a los municipios priorizados, ya que la infraestructura debe aprovecharse para atender a la mayor cantidad de usuarios posibles.

Hasta el año 2016 el Ministerio de Energía y Minas, identificó 272,139 viviendas que aún no contaban con servicio de energía eléctrica dentro del territorio nacional; cada vivienda no electrificada representa un bloque de potencia y energía a considerar dentro de un proyecto de electrificación rural, ahora con el apoyo de los datos recabados mediante el Censo Nacional 2018, se presentan los nuevos resultados de estimación de energía y potencia no suministrada por municipio y por departamento; del mismo modo, los precios por la energía no suministrada en un año.

En la intervención deberá manejarse las expectativas comunitarias de manera apropiada, con la finalidad de evitar que el trabajo realizado se perciba como el inicio inminente del proceso de electrificación rural y que, al no producirse en el plazo inmediato, las expectativas se conviertan en oposición al mismo. Por tanto, debe quedar claramente establecido que el trabajo informativo y de recopilación inicial de anuencias servirá básicamente para que el proceso de gestión del préstamo que se apruebe en el futuro, contando desde su inicio con un aval social o licencia social.

El proyecto está estructurado como una operación de obras múltiples. Se ha identificado la siguiente muestra representativa:

Municipio	# Comunidades	# Usuarios	Inversión estimada (MM USD)
Barillas I	25	1610	3.92
Cobán	137	7498	18.26
Santa Cruz del Quiché	37	1701	4.14
Total	199	10809	26.32

A fin de poder ejecutar las obras, es necesario obtener una serie de aprobaciones y avales por parte de distintas entidades del Estado, entre las cuales se incluye:

1. Obtención de los Estudios Socioeconómicos de las comunidades que carecen de energía eléctrica, emitidos por la Dirección General de Energía con informe favorable, de los proyectos de electrificación rural de la muestra representativa indicada anteriormente.
2. Obtención que la empresa Distribuidora ENERGUATE
3. Obtención del aval del Ente Rector por parte del Ministerio de Energía y Minas del informe de evaluación socioeconómica
4. Obtención del aval por parte de Secretaría de Planificación y Programación SEGEPLAN
5. Resol Ambiental ante el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales

6. Análisis de Riesgo de vulnerabilidades y sus correspondientes medidas de mitigación que incluye:
 - a. Exposición que incluye los siguientes componentes
 - i. Bioclimático
 - ii. Geológico
 - iii. Ecosistema
 - iv. Infraestructura disponible
 - v. Contaminación
 - vi. Presencia institucional
 - vii. Nivel de conflictividad
 - b. Fragilidad
 - i. Estructuras existentes
 - ii. Disponibilidad de materiales de construcción
 - iii. Adaptación del proyecto al medio ambiental y cultural
 - iv. Disponibilidad de mano de obra local
 - c. Resiliencia
 - i. Mantenimiento y recuperación
 - ii. Organización para enfrentar emergencias
 - iii. Capacitación
7. Informe Técnico que deberá incorporar:
 - a. Justificación
 - b. Materiales, rubros y cantidades
 - c. Equipos, rubros y cantidades
 - d. Cronograma de Ejecución Física y Financiera
 - e. Análisis de Beneficio/Costo

En el Anexo 1 se presenta de las comunidades incluidas en la muestra.

2. Objetivo

El objetivo general es integrar los estudios ambientales y sociales, técnicos y económicos, y obtener los avales y aprobaciones establecidas en la normativa y marco regulatorio, necesarios para que el programa de inversiones aumente la cobertura eléctrica del país en las áreas con mayor déficit y que estén cerca de la infraestructura eléctrica existente.

Los objetivos específicos son:

- Identificar los formatos requeridos en cada una de las instancias del Estado.
- Coordinar con los equipos técnicos y socioambientales la presentación de la información en la cantidad, suficiencia y antecedentes requeridos.
- Obtener los avales correspondientes.

3. Alcance de los servicios

Actividad #1: Elaboración del Plan de Trabajo

- Para la elaboración del Plan de Trabajo se espera que la firma realice una revisión de información bibliográfica previa, incluyendo los documentos técnicos e informaciones socioambientales, de salud y seguridad pertinentes al Proyecto. Asimismo, se espera que en esta primera etapa se mantengan reuniones iniciales virtuales con la Unidad Ejecutora, a fin de recopilar la información necesaria que permita el desarrollo de un Plan de Trabajo detallado y acorde al contexto del proyecto.
- Como mínimo, el Plan de Trabajo deberá contener:
 - Metodologías específicas que se emplearán para cada una de las actividades clave propuestas en estos TDRs.
 - Tabla de contenido detallada de cada uno de los productos a presentar
 - Logísticas requeridas para el desarrollo de cada una de las actividades clave
 - Requerimientos de información adicionales
 - Cronograma detallado de actividades y entrega de productos.
 - Mecanismos de coordinación con el Banco y Unidad Ejecutora.
 - Servicio opcional de digitalización por fotografías y vídeos de todo el segmento utilizando drones o tecnología similar para documentar en alta resolución el tipo de cobertura vegetal, uso del suelo y unidades sociales que ocupan la franja de dominio de las Líneas de Transmisión.

Actividad #2: Integración de la información de los proyectos de la muestra, incluyendo, como mínimo:

- Introducción y antecedentes
- Marco normativo:
 - Identificación de políticas del BID aplicables.
 - Identificación de los requisitos legales ambientales, sociales y de salud y seguridad directamente relacionados con el proyecto en todos los niveles (nacional, departamental, local).
 - Identificación de posibles brechas entre los requisitos de las políticas del BID y los de la legislación nacional.
- Descripción del proyecto: actividades, procesos e hitos que hacen parte de la construcción y operación de cada una de las obras incluidas en el Proyecto.
- Con base en los estudios de pre-viabilidad ya existentes, resumen de todas las alternativas que se hayan considerado hasta el momento de selección de la propuesta actual.
- Diagnóstico de temas sociales, ambientales, técnicos y físicos claves, a través de información secundaria, entrevistas, y visitas de reconocimiento virtuales de las áreas de intervención
 - Evaluación de impactos y riesgos.
Identificar y caracterizar los potenciales impactos y riesgos ambientales, sociales, técnicos y de salud y seguridad ocupacional del proyecto (distinguiendo entre los directos, indirectos y acumulativos), tanto negativos

como positivos para las etapas de construcción, operación y cierre, empleando una metodología cuantitativa específica apropiada. Se debe considerar, como mínimo:

- Necesidad de adquisición de tierras, reasentamiento físico y/o desplazamiento económico.
- Impactos económicos temporales provocados por el proyecto.
- Posibles impactos negativos del proyecto sobre la igualdad de género y el bienestar de las mujeres, niños y niñas en el área de influencia del proyecto, tanto durante la fase de construcción como de operación.
- Riesgos y potenciales impactos negativos sobre grupos socialmente vulnerables (personas de edad, personas con discapacidad, migrantes, etc.).
- En caso de que se haya identificado la presencia de pueblos indígenas en el área de influencia del proyecto: análisis de riesgos y potenciales impactos negativos sobre poblaciones indígenas, distinguiendo entre los directos, indirectos y acumulativos, y considerando en particular impactos sobre las tierras y territorios, el acceso a los recursos naturales, los derechos, la seguridad alimentaria y los usos sociales y culturales de la tierra.
- Riesgos para la salud y seguridad de las poblaciones aledañas al proyecto durante la fase de construcción y operación.
- Riesgos técnicos asociados a la demora en la ejecución de las obras.

Actividad #3: Obtención de los avales de los proyectos de la muestra de las entidades vinculadas con el proyecto.

4. Resultados y Productos Esperados

Los entregables de esta consultoría incluyen:

- Entregable 1: Un Plan de Trabajo de la ejecución de la consultoría, a ser entregado no más que 10 días laborales tras la firma del contrato.
- Entregable 2: Un borrador preliminar de los documentos requeridos.
- Entregable 3: Obtención de la validación por parte de la GERO, y con la no objeción del BID, a ser entregada no más que 70 días laborales tras la firma del contrato.
- Entregable 4: Obtención de los avales correspondientes

5. Cronograma de pagos

Los pagos serán realizados de acuerdo con el siguiente cronograma:

- Primer pago: 20% luego de la firma del contrato, y tras la aprobación por parte del Banco del Entregable 1
- Segundo pago: 30% tras la entrega al BID y la aprobación por parte del Banco del del Entregable 2

- Tercer pago: 30% tras la entrega al BID y la aprobación por parte del Banco del Entregable 3
- Tercer pago: 20% tras la entrega al BID y la aprobación por parte del Banco del Entregable 4

7. Calificaciones requeridas y experiencia de la firma y del equipo propuesto

Los candidatos seleccionados poseerán las siguientes calificaciones:

- Grado académico y años de experiencia profesional: Se requieren los servicios de un consultor individual con licenciatura o maestría en ingeniería, economía, o carrera afín y un mínimo de 10 años de experiencia. Al menos cuatro de ellos deberán haberse obtenido en la tramitación de avales por parte del Estado.
- Lenguaje: español nativo.
- Áreas de Experticia:

8. Supervisión

La coordinación de esta consultoría será supervisada por Alberto Levy (ENE/CGU) albertol@iadb.org, Especialista Senior Sectorial.

9. Características de la consultoría

La consultoría tendrá las siguientes características:

- Categoría y modalidad de la consultoría: Productos y Servicios Externos, Pago en 4 partes.
- Duración del contrato: 70 días hábiles laborales durante el periodo 15 de junio de 2020 a 15 de octubre de 2020.
- Lugar(es) del trabajo: La consultoría externa se realizará en el lugar de negocios del consultor, incluyendo visitas de campo virtuales al área de análisis

Pago y Condiciones: La compensación será determinada de acuerdo con las políticas y procedimientos del Banco. Adicionalmente, los candidatos deberán ser ciudadanos de uno de los países miembros del BID.

Consanguinidad: De conformidad con la política del Banco aplicable, los candidatos con parientes (incluyendo cuarto grado de consanguinidad y segundo grado de afinidad, incluyendo conyugue) que trabajan para el Banco como funcionario o contractual de la fuerza contractual complementaria, no serán elegibles para proveer servicios al Banco.

Diversidad: El Banco está comprometido con la diversidad e inclusión y la igualdad de oportunidades para todos los candidatos. Acogemos la diversidad sobre la base de género, edad, educación, origen nacional, origen étnico, raza, discapacidad,

orientación sexual, religión, y estatus de VIH/SIDA. Alentamos a aplicar a mujeres, afrodescendientes y a personas de origen indígena.

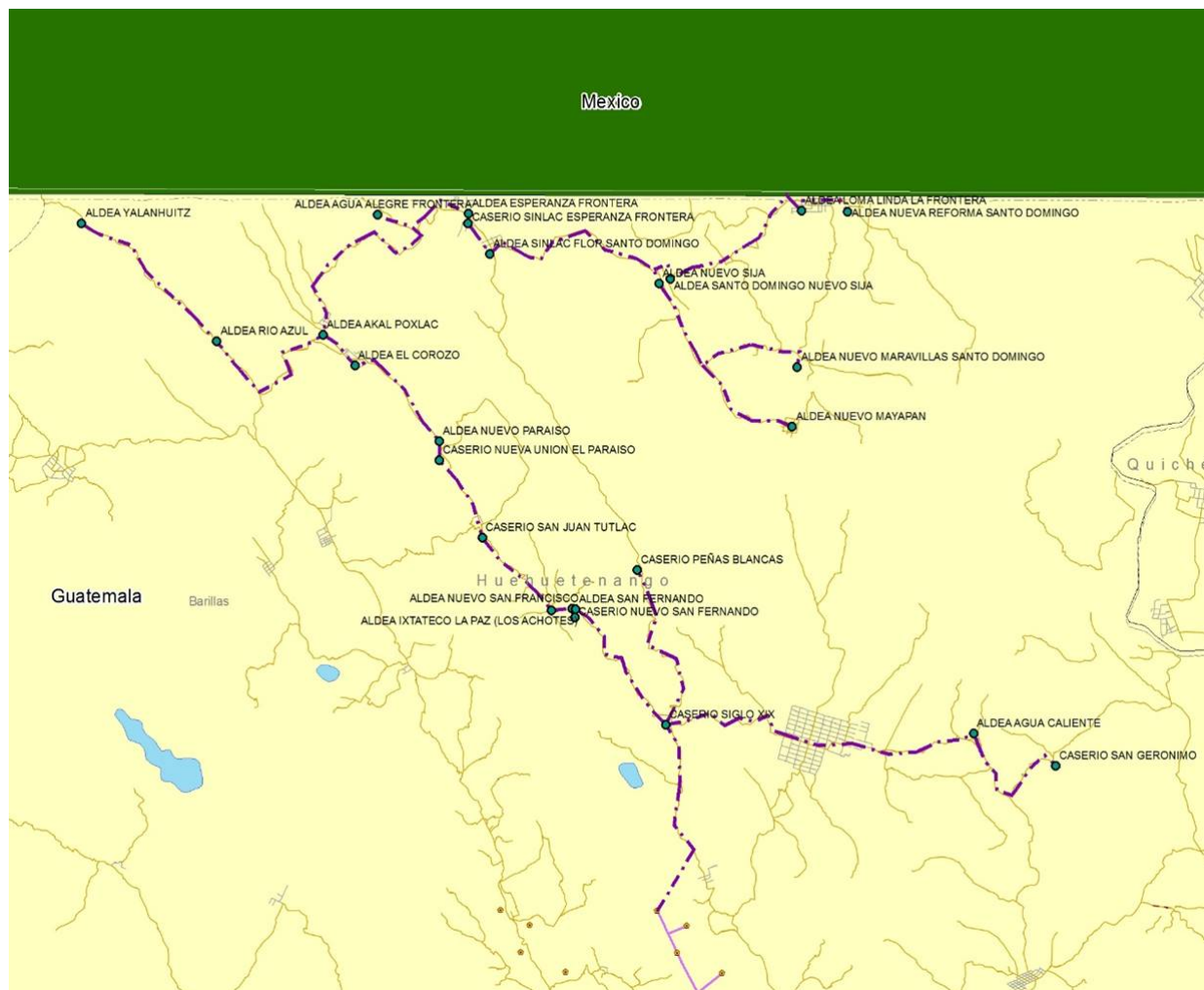
10. Propuesta técnica-económica

Los candidatos interesados deberán presentar una propuesta incluyendo las cuatro secciones (información) que se enumeran a continuación y no deberá exceder de 10 páginas (secciones principales sin los anexos).

- **Alcance del Trabajo.**
Esta sección deberá incluir una descripción de las actividades específicas que se llevarán a cabo con el fin de realizar las tareas requeridas. De ello hacen parte todas las visitas/reconocimientos (virtuales en caso que la contingencia siga en pie) del sitio propuestos, los documentos que se deben revisar, las entrevistas, etc. Si el Consultor considera que hay tareas adicionales, o componentes dentro de una tarea requerida que se justifiquen o que quisiera sugerir, éstas deberán ser identificadas y delineadas como “Tareas Opcionales”.
- **Equipo Humano del Proyecto y sus calificaciones**
En caso de que el consultor vaya a apoyarse en personas adicionales, esta sección deberá incluir el nombre de cualquier subcontratista. Los miembros del equipo deberán contar con las capacidades técnicas relevantes, experiencia previa específica con Proyectos similares a éste, experiencia específica en el país y conocimientos específicos sobre el mismo, y conocimientos específicos de idioma.
- **Cronograma**
Se deberá presentar una propuesta de cronograma para la ejecución de las actividades. El cronograma deberá indicar las fechas propuestas para el inicio y la finalización de cada una de las tareas requeridas en el trabajo y todo hito importante o específico del Proyecto (i.e., entrega de informe, etc.).
- **Costos estimados**
Se deberá entregar un estimativo de costos total global en dólares americanos para el trabajo propuesto. Asimismo, se deberá presentar una lista detallada de costos estimados por tarea (i.e., formato tabular) que incluya costos laborales directos (i.e., número de horas o días por miembro del equipo y sus costos asociados por unidad) y costos laborales indirectos (i.e., viajes, viáticos, subcontratistas, etc.). Todo supuesto relacionado con el estimativo de costos deberá ser claramente especificado. En caso de que vaya a recomendar alguna Tarea Opcional, deberá suministrar por separado un estimativo de costos.

Anexo 1 – Comunidades de la muestra**Barillas, Huehuetenango**

COMUNIDAD	USUARIOS POTENCIALES	INVERSIÓN (US \$)	COORDENADAS X	COORDENADAS Y
ALDEA AGUA ALEGRE FRONTERA	35	85,256.00	16.07079	-91.26783
ALDEA AGUA CALIENTE, ALDEA NUEVA GENERACIÓN	24	58,462.00	15.98131	-91.15761
ALDEA AKAL POXLAC	69	168,077.00	16.04996	-91.27774
ALDEA EL COROZO	80	194,872.00	16.04467	-91.27188
ALDEA ESPERANZA FRONTERA	56	136,410.00	16.071076	-91.251053
ALDEA IXTATECO LA PAZ (LOS ACHOTES)	81	197,308.00	16.0024	-91.23545
ALDEA LOMA LINDA LA FRONTERA	42	102,308.00	16.0717	-91.18967
ALDEA NUEVA REFORMA SANTO DOMINGO	71	172,949.00	16.07152	-91.18109
ALDEA NUEVO MARAVILLAS SANTO DOMINGO	55	133,974.00	16.0446	-91.19037
ALDEA NUEVO MAYAPAN	30	73,077.00	16.0343	-91.1912
ALDEA NUEVO PARAISO	45	109,615.00	16.031609	-91.256229
ALDEA NUEVO SAN FRANCISCO	75	182,692.00	16.00267	-91.23167
ALDEA NUEVO SIJA	84	204,615.00	16.05905	-91.2158
ALDEA RIO AZUL	129	314,231.00	16.04873	-91.29735
ALDEA SAN FERNANDO	28	68,205.00	16.002594	-91.231049
ALDEA SANTO DOMINGO NUEVO SIJA	84	204,615.00	16.0599	-91.2138
ALDEA SINLAC FLOR SANTO DOMINGO	56	136,410.00	16.06409	-91.24707
CASERIO NUEVA UNION EL PARAISO	39	95,000.00	16.02833	-91.2563
CASERIO NUEVO SAN FERNANDO	23	56,026.00	16.00117	-91.23114
CASERIO PEÑAS BLANCAS	71	172,949.00	16.00946	-91.21973
CASERIO SAN GERONIMO	17	41,410.00	15.9758	-91.1425
CASERIO SAN JUAN TUTLAC	49	119,359.00	16.01492	-91.24829
CASERIO SIGLO XIX	83	202,179.00	15.98268	-91.21434
CASERIO SINLAC ESPERANZA FRONTERA	54	131,538.00	16.06934	-91.25113
ALDEA YALANHUITZ	230	560,256.00	16.06904	-91.32239
	1,610	3,921,793.00		



Cobán, Alta Verapaz

Nombre	Usuarios Potenciales	Inversión estimada (US \$)	Latitud Y geodecimal	Longitud X geodecimal
ALDEA BALBATZUL I	94	228,974.00	15.66572	-90.42888
ALDEA BELLA VISTA SACTELA	37	90,128.00	0	0
ALDEA CANGUINIC	75	182,692.00	15.72621	-90.50479
ALDEA CANTOLOC	45	109,615.00	0	0
ALDEA CAQUIJA	134	326,410.00	15.76104	-90.44394
ALDEA CERRO ALTO MONTE CRISTO	58	141,282.00	15.74514	-90.70548
ALDEA CHAJCHE	63	153,462.00	15.7423	-90.45652
ALDEA CHAJMACAN	114	277,692.00	15.6282	-90.4409
ALDEA CHAJTZOXUL	11	26,795.00	15.4491	-90.35167
ALDEA CHILATZ I Y II (ALDEA CHILATZ)	41	99,872.00	15.5167	-90.3333

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

ALDEA CHINA ICHAB	50	121,795.00	0	0
ALDEA CHINASAYUB	219	533,462.00	15.5933	-90.48381
ALDEA CHIONON I	14	34,103.00	15.42805	-90.44413
ALDEA CHIONON II	23	56,026.00	15.42805	-90.44413
ALDEA CHIRRAXQUEM	20	48,718.00	15.44566	-90.33843
ALDEA CHITOC	34	82,821.00	15.6296	-90.37538
ALDEA CHOCTUN BACILA II	58	141,282.00	0	0
ALDEA CHUCUTA LA UNION	75	182,692.00	15.564001	-90.3575
ALDEA EL PEYAN	60	146,154.00	15.99856	-90.69009
ALDEA EL TRIUNFO NUEVE CERROS	42	102,308.00	15.9573	-90.7206
ALDEA EL ZAPOTAL I	31	75,513.00	15.952801	-90.7218
ALDEA ENTRE RIOS ICBOLAY	40	97,436.00	15.95482	-90.54411
ALDEA GANCHO CAOBA II	63	153,462.00	15.77333	-90.71917
ALDEA ISLAS DE LAS TORTUGAS	35	85,256.00	15.97211	-90.58481
ALDEA ISRAEL	39	95,000.00	15.71516	-90.45484
ALDEA LAGUNAS EL FAISAN I	39	95,000.00	15.80001	-90.60337
ALDEA LAS ARENAS Y LAS CONCHAS	49	119,359.00	0	0
ALDEA LAS BRISAS DEL CHIXOY	30	73,077.00	15.99584	-90.57924
ALDEA LAS DELICIAS DOLORES	41	99,872.00	15.696862	-90.402715
ALDEA LAS FLORES CHITOC	97	236,282.00	15.629635	-90.37523
ALDEA LAS MERCEDES PASACUC	40	97,436.00	0	0
ALDEA LAS PROMESAS NUEVE CERROS I	90	219,231.00	15.97876	-90.67403
ALDEA LAS TORTUGAS	85	207,051.00	15.9737	-90.58468
ALDEA MONTE BLANCO	42	102,308.00	15.60969	-90.38841
ALDEA MONTE CRISTO	40	97,436.00	0	0
ALDEA MONTE OLIVO	120	292,308.00	15.71706	-90.4668
ALDEA MONTE SINAI SECTOR II	25	60,897.00	15.798901	-90.6722
ALDEA NIMLASACHAL	45	109,615.00	15.5638	-90.57808
ALDEA NUEVO AMANECER	45	109,615.00	15.99837	-90.55631
ALDEA NUEVO AMANECER IXILA	34	82,821.00	15.71	-90.4709
ALDEA NUEVO AQUIL	60	146,154.00	15.6154	-90.4514
ALDEA NUEVO LEON	11	26,795.00	16.01386	-90.64912
ALDEA NUEVO PORVENIR	113	275,256.00	15.6818	-90.45349
ALDEA NUEVO SEMUY I	60	146,154.00	15.76384	-90.64452
ALDEA PALO ALTO LOS COCALES	25	60,897.00	15.972201	-90.5414
ALDEA PALO GRANDE LOS COCALES	55	133,974.00	15.97244	-90.53963
ALDEA PEQUIXUL	56	136,410.00	15.53582	-90.33007
ALDEA PIE DEL CERRO	36	87,692.00	16.006651	-90.62709

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

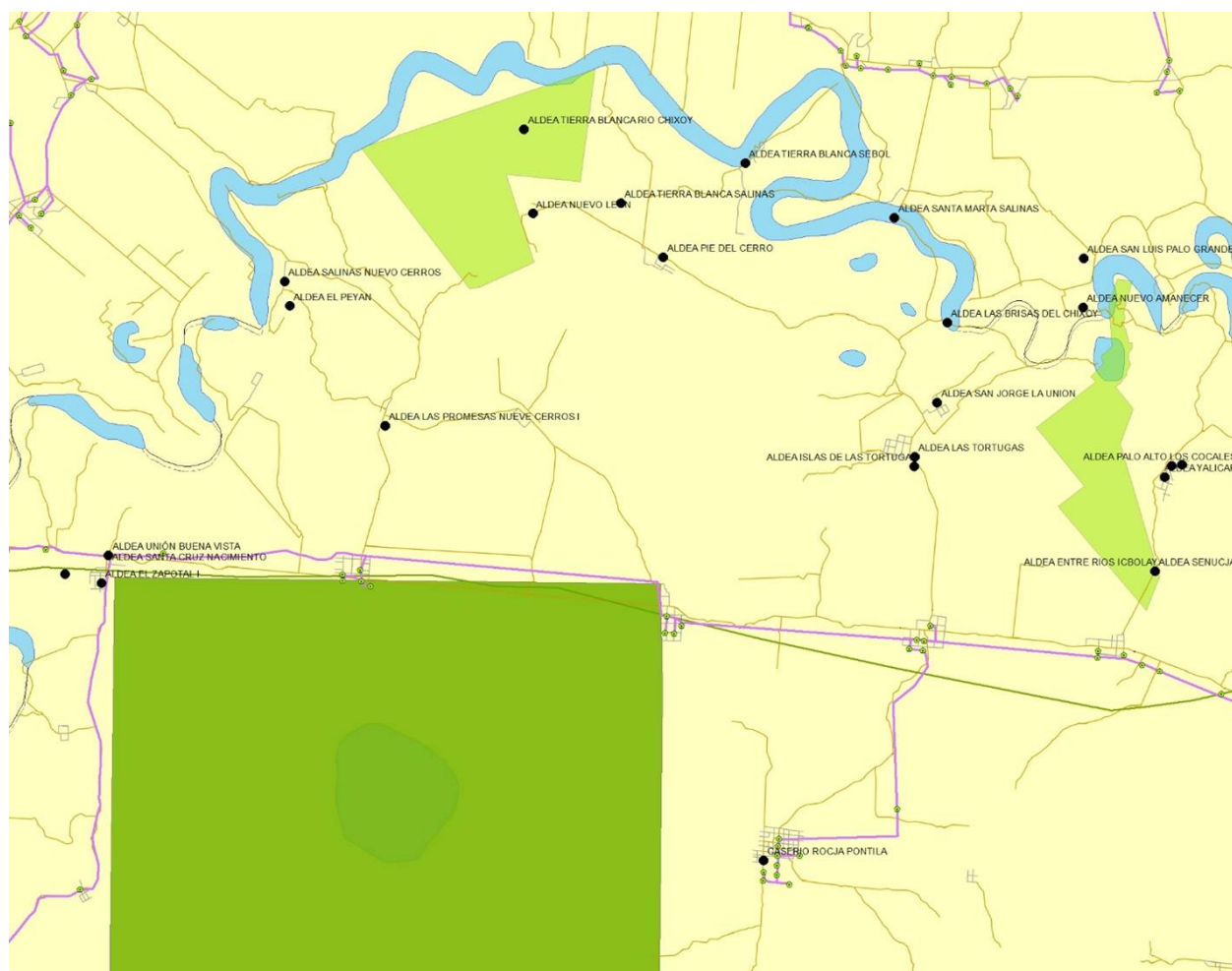
ALDEA QUEBRADA SACHICAC	17	41,410.00	0	0
ALDEA REAL MAYA	15	36,538.00	15.78957	-90.50826
ALDEA RIO MOJARRAS CAMPAMAC	115	280,128.00	15.659001	-90.5105
ALDEA RIO TZETOC	39	95,000.00	0	0
ALDEA ROCJA UCHIL	127	309,359.00	15.788001	-90.5721
ALDEA ROKJA TZAL	40	97,436.00	15.788001	-90.5721
ALDEA RUBEL YUN	32	77,949.00	15.77751	-90.53854
ALDEA SAACTE	52	126,667.00	15.56566	-90.43633
ALDEA SACAK EL RETIRO	10	24,359.00	0	0
ALDEA SACAMCHAJ	33	80,385.00	15.50605	-90.36373
ALDEA SACTELA	112	272,821.00	15.79517	-90.54363
ALDEA SALINAS NUEVO CERROS	111	270,385.00	16.00263	-90.69098
ALDEA SALVADOR CHITZOL CAMPUR	33	80,385.00	15.65832	-90.46691
ALDEA SAN FRANCISCO DEL RIO	22	53,590.00	15.95424	-90.72795
ALDEA SAN ISIDRO CHOVAL	105	255,769.00	15.5281	-90.38019
ALDEA SAN ISIDRO YAXCABNAL I	52	126,667.00	15.72125	-90.47161
ALDEA SAN JORGE LA UNION	60	146,154.00	15.98266	-90.58092
ALDEA SAN LUIS CHICOYOU	80	194,872.00	15.4884	-90.3881
ALDEA SAN LUIS PALO GRANDE	50	121,795.00	16.00647	-90.55619
ALDEA SAN PEDRO CANAU	165	401,923.00	15.77165	-90.50312
ALDEA SANIMTACA	51	124,231.00	15.48907	-90.54435
ALDEA SANTA CRUZ NACIMIENTO	54	131,538.00	15.9573	-90.7206
ALDEA SANTA ELENA 20 DE OCTUBRE	50	121,795.00	15.9573	-90.7206
ALDEA SANTA MARTA CHIBENTZUL	47	114,487.00	15.72508	-90.43333
ALDEA SANTA MARTA SALINAS	50	121,795.00	16.01318	-90.58811
ALDEA SANTA VALERIA	93	226,538.00	15.76856	-90.52928
ALDEA SANTO DOMINGO CANIXPUR	50	121,795.00	15.74693	-90.48523
ALDEA SAQUIPEC	27	65,769.00	0	0
ALDEA SAROHJA	50	121,795.00	15.461111	-90.34444
ALDEA SATAÑA	65	158,333.00	0	0
ALDEA SAYAXUT I	68	165,641.00	15.59714	-90.42692
ALDEA SECHAJCHE	72	175,385.00	0	0
ALDEA SECOCPUR	59	143,718.00	15.71982	-90.42984
ALDEA SEMOX SAN LUCAS	143	348,333.00	15.679801	-90.551
ALDEA SENUCJA	15	36,538.00	15.95482	-90.54411
ALDEA SESAJAB I	88	214,359.00	15.68647	-90.61596
ALDEA SIGUANHA I	13	31,667.00	15.495833	-90.366667
ALDEA TIERRA BLANCA RIO CHIXOY	44	107,179.00	16.02775	-90.6506
ALDEA TIERRA BLANCA SALINAS	38	92,564.00	16.01563	-90.63425

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

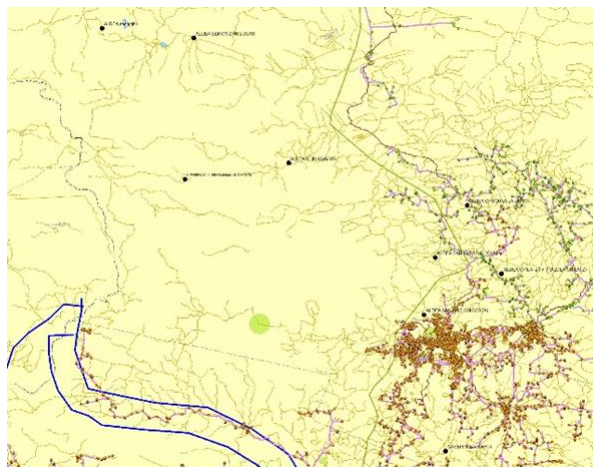
ALDEA TIERRA BLANCA SEBOL	57	138,846.00	16.02225	-90.61331
ALDEA TZAPIMEB CHICOJ	54	131,538.00	15.45859	-90.41224
ALDEA UNIÓN BUENA VISTA	60	146,154.00	15.9573	-90.7206
ALDEA XALCATA	25	60,897.00	15.56766	-90.43573
ALDEA YALICAR	68	165,641.00	15.97034	-90.5425
ALDEA YIQUICHE CANAU	153	372,692.00	15.75512	-90.49865
BARRIO YALGUO ZONA 8	42	102,308.00	15.44489	-90.36356
BORDO ALTO	21	51,154.00	15.64655	-90.62341
CASERIO CAMPUR	41	99,872.00	15.65974	-90.47249
CASERIO CERRO VERDE	34	82,821.00	15.5824	-90.36206
CASERIO CHABLAJ RIO MOJARRAS	50	121,795.00	15.66597	-90.46838
CASERIO CHAQUIROCJA SETAÑA	34	82,821.00	15.74442	-90.58039
CASERIO CHIRREMOX TEMAL	84	204,615.00	15.5822	-90.5572
CASERIO CHIRREOMAX	48	116,923.00	15.2657	-90.23058
CASERIO EL PLAYITA CERRO ALTO	28	68,205.00	0	0
CASERIO GANCHO CAOBA I	35	85,256.00	15.7515	-90.6818
CASERIO INUPAL SANTO TOMAS	16	38,974.00	15.5877	-90.4481
CASERIO IXLOC SAN PEDRITO	33	80,385.00	15.7672154	-90.7807502
CASERIO LA CEIBA	35	85,256.00	0	0
CASERIO LA LIBERTAD IXILA	27	65,769.00	15.69157	-90.77897
CASERIO LAS PROMESAS	69	168,077.00	15.68377	-90.44923
CASERIO NUEVO ISRAEL	16	38,974.00	0	0
CASERIO PASO CONCEPCION	49	119,359.00	0	0
CASERIO RIO PALMERAS	44	107,179.00	15.65463	-90.49121
CASERIO ROCJA PONTILA	121	294,744.00	15.90707	-90.61015
CASERIO SACANAIX	83	202,179.00	15.3942	-90.373
CASERIO SAGUACHIL II	30	73,077.00	0	0
CASERIO SAHUCHIL	44	107,179.00	0	0
CASERIO SAN JUAN CRUZ DE MADERA CHIMUCAY	37	90,128.00	0	0
CASERIO SAPOX	80	194,872.00	0	0
CASERIO SATAÑO I	53	129,103.00	0	0
CASERIO SEC HA SAPOX	80	194,872.00	15.65293	-90.51144
CASERIO XBEN CONOP I	29	70,641.00	0	0
CASERIO XBEN CONOP II	29	70,641.00	15.59846	-90.5871
CASERIO YALCHACTI I	53	129,103.00	15.65846	-90.48298
CASERIO YALCHACTI SAHOMAX	19	46,282.00	15.66278	-90.50836
CHINA COCOM I	8	19,487.00	0	0
COOPERATIVA YALCHACTI	50	121,795.00	15.77503	-90.59753

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

GANCHO CAOBA LAGUNITA	37	90,128.00	0	0
IXILA SAMUTZ	45	109,615.00	15.64742	-90.60505
NIMLA SAYUB	30	73,077.00	15.640892	-90.488145
NUEVA LA CEIBA IXILA	15	36,538.00	0	0
PARAJE NUEVA AURORA	27	65,769.00	0	0
PARAJE SAHOMAX	45	109,615.00	0	0
RIO CHICOY CUX IXILA	18	43,846.00	15.63483	-90.62803
ROCJA PURIBAL	154	375,128.00	15.79692	-90.72881
SAN LUCAS SAMOX	45	109,615.00	15.679513	-90.551513
SECTOR SIGUANHA SECTOR III	22	53,590.00	15.4945	-90.3711
SUMILA	57	138,846.00	0	0
YAXCABNAL	104	253,333.00	15.712409	-90.489232







Santa Cruz del Quiche, Quiche

Nombre	Usuarios Potenciales	Inversión estimada (US \$)	Latitud Y geodecimal	Longitud X geodecimal
ALDEA CHAJBAL I	8	19,487.00	15.06889	-91.12578
ALDEA LAGUNA SECA	26	63,333.00	14.572849	-91.08623
ALDEA PRIMER CENTRO PANAJXIT I	84	204,615.00	15.034601	-91.2044
ALDEA XESIC II SECTOR I	36	87,692.00	15.06455	-91.14779
CANTON AGUILIX I	25	60,897.00	0	0
CANTON AGUILIX II	36	87,692.00	15.11995	-91.01467
CANTON EL TABIL I	78	190,000.00	15.078045	-91.10216
CANTON MAMAJ CHIQUITO	60	146,154.00	15.135798	-91.03271
CANTON PAJIJ (PANAJIJ I)	60	146,154.00	15.128889	-91.01611
CANTON PAMESEBAL I	36	87,692.00	15.05676	-91.17841
CANTON PANAJXIT TERCERO FINAL	19	46,282.00	15.00462	-91.21501
CANTON TULUCHE PRIMER CENTRO	15	36,538.00	14.95296	-91.03326
CASERIO CHICORRAL	35	85,256.00	15.034722	-91.175
CASERIO CHIGONON	41	99,872.00	15.06907	-91.15271
CASERIO EL ARENAL I	8	19,487.00	15.06522	-91.11149
CASERIO EL CEDRO	25	60,897.00	0	0
CASERIO MAMAJ CENTRAL	34	82,821.00	15.15279	-91.02326
CASERIO MAMAJ I	64	155,897.00	15.133333	-91.02389
CASERIO MINAS	75	182,692.00	15.08454	-91.05502
CASERIO NUEVA JERUSALEM	15	36,538.00	15.10458	-91.04381
CASERIO PAMESEBAL CUARTO	20	48,718.00	15.07776	-91.17081
CASERIO PATZALAM	43	104,744.00	0	0
CASERIO SACAIAU	9	21,923.00	0	0
CASERIO SAN JOSE PACHO I	23	56,026.00	14.985116	-91.14331

GU-L1171 - Programa de Infraestructura para la Electrificación Rural de Guatemala

CASERIO SUALCHOJ	24	58,462.00	15.0103	-91.1964
CASERIO TOJIL DEL TERCER CENTRO	75	182,692.00	15.105525	-91.08706
CUCABAJ PRIMERO Y SEGUNDO I	45	109,615.00	15.010834	-91.0999
CULUMBAI	3	7,308.00	15.085463	-91.055042
LA CUMBRE	73	177,821.00	15.104995	-91.005493
LAS GUAYABITAS	21	51,154.00	15.16665	-91.038038
LOTIFICACION PRADOS STA. ROSA	300	730,769.00	15.090127	-91.07023
PANAJXIT III SECTOR II	20	48,718.00	15.01698	-91.2114
PARAJE EL ARENAL	33	80,385.00	15.053631	-91.138747
SECTOR EL POTRERO	45	109,615.00	15.01162	-91.12934
SECTOR EL POTRERO	45	109,615.00	15.01163	-91.12951
SECTOR II CANTON XEXIC III	15	36,538.00	0	0
SECTOR POTRERO	15	36,538.00	15.01162	-91.12934
XECONCHIX	112	272,821.00	15.039985	-91.164382

