



**GOBIERNO *de*
GUATEMALA**
DR. ALEJANDRO GIAMMATTEI

**MINISTERIO DE
ENERGÍA
Y MINAS**

PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 2020 - 2050



Ciudad de Guatemala, abril de 2020



PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 2020-2050

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Alejandro Eduardo Giammattei Falla

VICEPRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Guillermo Castillo Reyes

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

MINISTRO

Alberto Pimentel Mata

VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA

Manuel Eduardo Arita Sagastume

VICEMINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Mario Alfonso Pérez

VICEMINISTRO DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Oscar Rafael Pérez Ramírez

DIRECTOR GENERAL DE ENERGÍA

Edward Enrique Fuentes López

UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

Gabriel Armando Velásquez Velásquez

Equipo de Trabajo

Jesús Fernando Alvarez Perén

Giancarlo Alexander Guerrero Isem

Cristian Iván Samayoa Chávez

Fredy Alexander Lepe Milian

Diagramación

María del Rosario Gomez Consuegra





PRESENTACIÓN

El Ministerio de Energía y Minas, como ente del estado rector de políticas y planes respectivos a la cobertura de energía eléctrica de la República de Guatemala, en cumplimiento de la Política General de Gobierno 2020 - 2024, Política Nacional de Electrificación Rural 2020-2050, por medio de la Unidad de Planeación Energético Minero presenta la actualización del Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020 - 2050.

El índice de cobertura eléctrica del país ha alcanzado un 91.23 %, (88.14% con redes aéreas convencionales, y 3.06% con sistemas renovables aislados), estos resultados fueron obtenidos en el XII Censo de Población y Vivienda realizado en 2018, a través de este censo se permite contar una radiografía más clara de la situación actual, y poder planificar y coordinar acciones mucho más precisas.

Con el objetivo de cumplir con las metas establecidas en la Política General de Gobierno, a continuación, se desarrolla una hoja de ruta estratégica y operativa que permita viabilizar las metas establecidas.

El marco legal, institucional, técnico y de financiamiento, necesario para alcanzar las metas y objetivos planteados en las políticas, se presentan y desarrollan en las propuestas de este Plan. Además, se establecen los indicadores que servirán de medición, reporte y verificación respectivos al cumplimiento de este Plan y que procuran como resultado final en el año 2023 que el indicador de cobertura eléctrica sea de 93.5% para toda la república.

El acceso universal al servicio de electricidad es considerado como una de las metas establecidas en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la República de Guatemala, específicamente el objetivo séptimo, por lo tanto, por medio del presente Plan permitirá el acceso físico al servicio de energía eléctrica en cumplimiento de las funciones y atributos de este Ministerio.

Alberto Pimentel Matta
Ministro de Energía y Minas



RESUMEN EJECUTIVO

El Ministerio de Energía y Minas con la finalidad de liderar el camino hacia la consecución de las metas de cobertura de energía eléctrica establecidas en la Política General de Gobierno 2020 – 2024 y el Plan Nacional de Innovación y Desarrollo, en este plan se desarrollan las directrices para alcanzar el 93.5% de cobertura eléctrica para el año 2023. En cuanto a los mecanismos de ejecución y operación se elabora el presente: “Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020 - 2050”.

El presente plan realiza un análisis del marco legal, técnico y financiero existente para la ejecución de proyectos de electrificación rural; presentando la situación actual de la cobertura eléctrica del país y la caracterización de la población y patrones de uso final de la energía eléctrica.

Por medio del presente Plan se desarrolla una metodología que permitirá priorizar la electrificación rural de los municipios en función de 7 variables: crecimiento de usuarios regulados, acceso al sistema de transporte y distribución de energía eléctrica, número de usuarios en el país sin acceso a la energía eléctrica, índice de desarrollo humano, índice de pobreza multidimensional, porcentaje de personas en pobreza, calidad de servicio eléctrico, el consumo de leña, cercanía a redes existentes y densidad de la población.

A partir de la priorización, se describen los mecanismos técnicos de electrificación rural: Conexión a la red, sistemas aislados y usuarios auto-productores, micro-subestaciones, micro-redes aisladas con posibilidad de conectarse a la red, micro-generación entre otros. Especificando que las figuras que pueden desarrollar proyectos de electrificación podrán ser agentes del sector eléctrico o entidades privadas interesadas.

Posteriormente se atribuyen responsabilidades a las instituciones involucradas delimitando acciones en específico mediante el establecimiento de procedimientos, todos en congruencia para alcanzar la plena coordinación en la consecución de metas.

Finalmente se describe los mecanismos que permitirán financiar proyectos de electrificación rural, siendo estos: a través del Valor Agregado de Distribución, préstamos de banca multilateral, Subsidio por Electrificación Rural, aportes del gobierno central e iniciativa propia por parte de agentes del mercado eléctrico; El Ministerio desarrollará un papel importante en la coordinación de esfuerzos y centralización de información que permita hacer una ejecución eficiente de proyectos e implementación de mejoras.





ÍNDICE

PRESENTACIÓN	5
RESUMEN EJECUTIVO.....	6
1. ACTORES EN LOS PROCESOS DE ELECTRIFICACIÓN	15
1.1. MARCO LEGAL Y ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	15
1.1.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)	16
1.1.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)	17
1.1.3. INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	18
1.1.4. AGENTES DISTRIBUIDORES Y EEM'S	19
1.2. FUNDAMENTO LEGAL	20
1.2.1. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LA REPUBLICA Y LA LEY DEL ORGANISMO EJECUTIVO	20
1.2.2. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS	22
1.2.3. LEY ORGÁNICA DEL INDE.....	24
1.2.4. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032	25
1.2.5. PRIORIDADES NACIONALES Y DEL DESARROLLO Y METAS ESTRATEGICAS	26
1.2.6. POLÍTICA GENERAL DE GOBIERNO 2020-2024.....	27
1.2.7. POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 - 2027	29
1.2.8. POLÍTICA ENERGÉTICA 2019 - 2050	30
1.2.9. POLÍTICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 2020 - 2050	30
1.3. CONSIDERACIONES SOCIOAMBIENTALES	32
1.3.1. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)	32
1.3.2. ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.....	34
2. CONTEXTO HISTÓRICO.....	36
2.1. CONSUMO ENERGÉTICO EN EL ÁREA RURAL.....	36
2.1.1. BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO EN SECTOR RESIDENCIAL	38
2.1.2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN EL ÁREA RURAL.....	38
2.1.3. CONSUMO DE LEÑA	40
2.2. ENTORNO SOCIOECONÓMICO EN EL AREA RURAL.....	42
2.2.1. DENSIDAD POBLACIONAL.....	42
2.2.2. INGRESOS ECONÓMICOS	43
2.2.3. INDICE DE DESARROLLO HUMANO	44
2.2.4. INDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL.....	46
2.3. CARACTERÍSTICAS ÉTNICAS EN EL ÁREA RURAL	48
2.4. ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA.....	52
2.5. COBERTURA ELÉCTRICA POR DEPARTAMENTO.....	54
2.6. COBERTURA ELÉCTRICA POR MUNICIPIO.....	54
2.7. USUARIOS SIN SUMINISTRO	56



2.8. IMPACTO DE LA ELECTRIFICACIÓN.....	57
2.9. PROYECTOS HISTÓRICOS DE ELECTRIFICACIÓN	57
2.10. CARTERA DE INVERSIONES	60
2.11. COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	63
3. CONSIDERACIONES DEL PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	67
3.1. PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	67
3.2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA PRIORIDAD DE LOS PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	69
3.3. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA NO SUMINISTRADA	71
3.3.1. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	72
3.4. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE ELECTRIFICACIÓN	73
3.5. PROCESOS DE ELECTRIFICACIÓN RECONOCIDOS	74
3.5.1. MARCO LEGAL PARA MICRORREDES.....	74
3.5.2. ASPECTOS TÉCNICOS DE MICRORREDES	75
3.5.3. MICRORREDES AISLADAS	75
3.5.4. MICRORREDES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	76
3.5.5. SISTEMA DE GESTIÓN DE MICRORREDES	77
3.5.6. GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA MICRORREDES	80
3.5.7. MICROHIDROELÉCTRICAS	81
3.5.8. MICROCENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE INTERMITENTE.....	83
3.5.9. PLANTAS DE GENERACIÓN CON RECURSOS NO RENOVABLES	84
4. PLAN DE ACCIÓN INSTITUCIONAL	87
4.1. ACCIONES INSTITUCIONALES	87
4.1.1. DIRECCION GENERAL DE ENERGÍA	87
4.1.2. UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO.....	87
4.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN	88
4.3. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA DE USUARIOS NO ELECTRIFICADOS	91
4.4. ELABORACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	92
4.5. GESTIÓN INTERINSTITUCIONAL DE APOYO PRODUCTIVO	93
5. MECANISMOS PARA AMPLIAR LA COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	95
5.1. INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	96
5.2. BANCA MULTILATERAL	97
5.3. PROGRAMAS DE INVERSIÓN PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL ESTABLECIDOS EN ELOS PLIEGOS TARIFARIOS EMITIDOS POR LA CNEE	98
5.4. APORTES DEL GOBIERNO CENTRAL.....	99
5.4.1. CONSIDERACIONES DEL SUBSIDIO	101
5.5. COOPERACIÓN INTERNACIONAL	102
6. RECOMENDACIONES	103
ANEXOS	104
A – REFERENCIAS	104
B – Acrónimos, Múltiplos y Unidades de Medida	104
C – DEFINICIONES.....	105
D – LISTADO COMPLETO DE MUNICIPIOS PRIORIZADOS	107



ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Valorización de las premisas técnicas y socioeconómicas.</i>	32
<i>Tabla 2: Frecuencias relativas de consumo de energía eléctrica mensual, sector residencial.</i>	38
<i>Tabla 3: Índice de cobertura eléctrica por deciles.</i>	55
<i>Tabla 4: Inversión y usuarios beneficiados de proyectos de electrificación.</i>	58
<i>Tabla 5: Usuarios, comunidades e inversión anual en proyectos de electrificación.</i>	59
<i>Tabla 6: Peso de los indicadores socioeconómicos y técnicos.</i>	69
<i>Tabla 7: Municipios priorizados.</i>	70
<i>Tabla 8: Estimación de energía y potencia no suministrada por departamento.</i>	72
<i>Tabla 9: Estimación del costo de la energía no suministrada por departamento.</i>	72
<i>Tabla 10: Estimaciones de energía y potencia no suministradas por municipios, y precios de la energía no suministrada en un año.</i>	73
<i>Tabla 11: Inversión mínima estimada por año.</i>	74
<i>Tabla 12: Premisas del plan de desarrollo.</i>	93
<i>Tabla 13: Propuesta de financiamiento.</i>	97
<i>Tabla 14: Metas de cobertura eléctrica.</i>	101

ÍNDICE DE GRÁFICAS

<i>Gráfica 1: Consumo anual de energéticos primarios y secundarios.</i>	37
<i>Gráfica 2: Balance Energético Histórico en Sector Residencial.</i>	38
<i>Gráfica 3: Energía eléctrica consumida por el sector residencial.</i>	39
<i>Gráfica 4: Demanda de leña per cápita en el área rural a nivel departamental.</i>	40
<i>Gráfica 5: Demanda energética de leña del sector residencial.</i>	41
<i>Gráfica 6: Densidad poblacional.</i>	42
<i>Gráfica 7: Ingresos laborales mensuales.</i>	43
<i>Gráfica 8: Promedio de ingresos laborales mensuales.</i>	43
<i>Gráfica 9: Comparación de ingresos mensuales.</i>	44
<i>Gráfica 10: Índice de desarrollo humano.</i>	44
<i>Gráfica 11: Distribución del índice de desarrollo humano.</i>	45
<i>Gráfica 12: Índice de desarrollo humano departamental.</i>	45
<i>Gráfica 13: Índice de pobreza multidimensional.</i>	46
<i>Gráfica 14: Índice de pobreza multidimensional por departamento.</i>	47
<i>Gráfica 15: Distribución étnica.</i>	48
<i>Gráfica 16: Distribución de la población maya por departamento.</i>	49
<i>Gráfica 17: Distribución de la población Xinka por departamento.</i>	49
<i>Gráfica 18: Distribución de la población garífuna por departamento.</i>	50
<i>Gráfica 19: Distribución de la población ladina por departamento.</i>	50
<i>Gráfica 20: Distribución de la población Afrodescendiente/Creole/Fromestizo por departamento.</i>	51
<i>Gráfica 21: Composición étnica departamental.</i>	51
<i>Gráfica 22: Índice de acceso a la electricidad por región.</i>	52
<i>Gráfica 23: Usuarios sin electrificar.</i>	53
<i>Gráfica 24: Índice de acceso y cantidad de usuarios sin suministro por departamento.</i>	54



<i>Gráfica 25: Índice de cobertura eléctrica por municipio</i>	55
<i>Gráfica 26: Cantidad de usuarios sin cobertura eléctrica</i>	56
<i>Gráfica 27: Impacto de la electrificación por municipios</i>	57
<i>Gráfica 28: Costo medio invertido para electrificar un usuario</i>	60
<i>Gráfica 29: Usuarios y Proyectos identificados por departamento</i>	61
<i>Gráfica 30: Usuarios identificados en la cartera de proyectos del INDE, por departamento</i>	62
<i>Gráfica 31: Proyectos identificados del INDE, por departamento</i>	62
<i>Gráfica 32: Simulación del costo de la factura eléctrica para Baja Tensión Simple</i>	63
<i>Gráfica 33: Simulación del costo de la factura eléctrica para la Tarifa social</i>	64
<i>Gráfica 34: Referencia de costos de manufactura de baterías</i>	78
<i>Gráfica 35: Análisis del mercado mundial de baterías eléctricas</i>	79
<i>Gráfica 36: Gráfica de Generación Micro Hidroeléctrica, eficiencia del 60%</i>	82
<i>Gráfica 37: Costo de inversión de plantas generadoras con energías no renovables</i>	84

ÍNDICE DE MAPAS

<i>Mapa 1: Ubicación priorizada de los municipios de Alta Verapaz</i>	71
---	----

A scenic landscape featuring a range of mountains under a blue sky with scattered white clouds. In the foreground, there is a tree with green leaves and some dry brush. The overall scene is bright and natural.

Consideraciones Plan Indicativo de Electrificación Rural

SECCIÓN 1



1

Procesos de **ELECTRIFICACIÓN**

1. ACTORES EN LOS PROCESOS DE ELECTRIFICACIÓN

El presente Plan está fundamentado en el marco legal e institucional vigente, además de las políticas de desarrollo específicas del sector eléctrico que orientarán la implementación y alcance de los objetivos en materia de electrificación rural a nivel nacional que se pretenden. Este Plan y sus actualizaciones establecerán para los actores involucrados la forma en la cual se pretende alcanzar en primer lugar el 93.5% establecido en el Plan Nacional de Gobierno 2020 – 2024, 95% del índice de cobertura eléctrica en el año 2027, establecido en la Política Energética 2013-2027, y al menos 99.99% de cobertura eléctrica antes del año 2032.

1.1. MARCO LEGAL Y ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

El desarrollo del presente Plan está fundamentado en el marco legal vigente respectivo a la electrificación rural en el país, tomando en cuenta en primer lugar la Constitución, en segundo nivel las leyes vigentes actualmente, luego los acuerdos gubernativos, y en último lugar los acuerdos ministeriales y de la Junta Directiva del INDE. La ilustración 1, resalta la relación de cada una entre sí, y todas relacionadas con la Constitución.

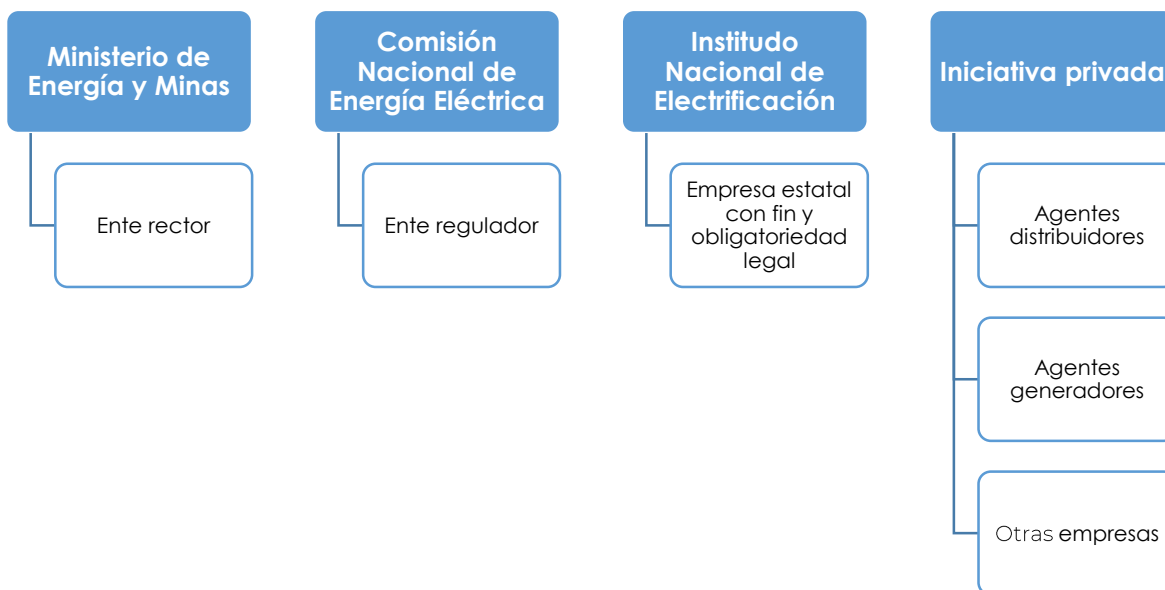
Ilustración 1: Marco legal relativo a la electrificación del país.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, elaboración propia.

La estructura del subsector eléctrico relacionada con electrificación rural se ilustra desde el ente rector, el Ministerio de Energía y Minas, a la institución ejecutora o entidades participantes en el mismo, sin embargo, es el INDE a quien le corresponde la responsabilidad establecida en el artículo 4 de su ley orgánica, mientras la Constitución establece de urgencia nacional la electrificación del país permitiendo la participación de la iniciativa privada.

Ilustración 2: Estructura institucional del subsector eléctrico relacionado con la electrificación del país.



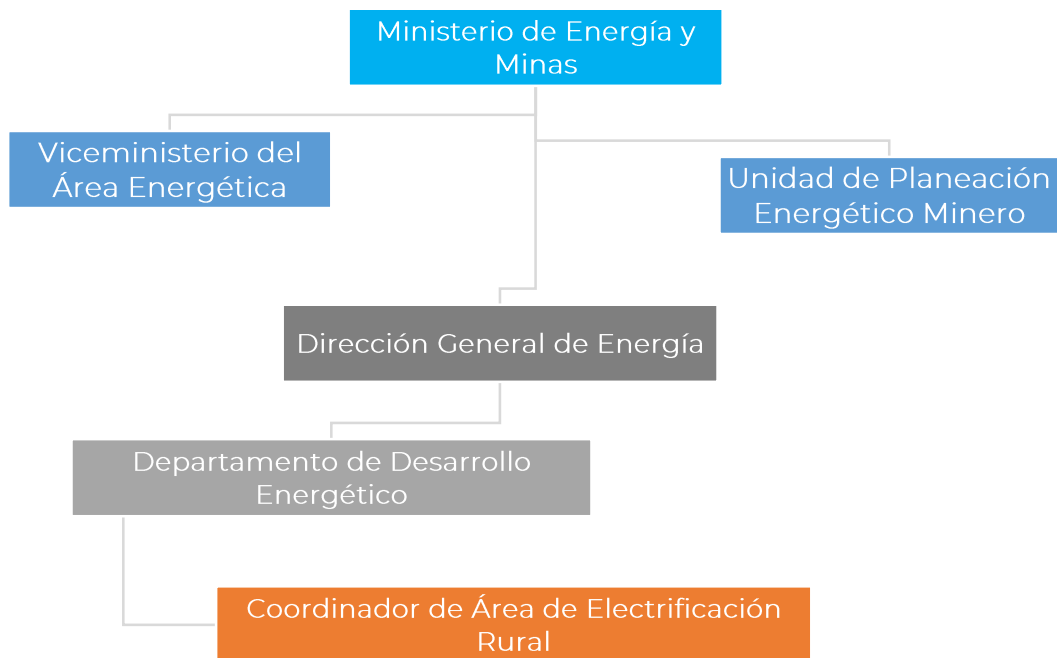
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, elaboración propia.

1.1.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)

El Ministerio por medio del Departamento de Desarrollo Energético de la Dirección General de Energía, se encarga de realizar las evaluaciones socioeconómicas que indica el artículo 47 de la Ley General de Electricidad, en adelante LGE. Al respecto de los planes y políticas relacionados con el desarrollo del sistema nacional interconectado y la cobertura de la red de distribución eléctrica, la Unidad de Planeación Energético Minero del Ministerio se encarga de desarrollar las políticas y planes respectivos al tema.

En el Ministerio, la estructura actual respectiva al cumplimiento del artículo 47 de la LGE y los artículos 71, 72, 73, 74 y 77 del Reglamento de la LGE, es según el Acuerdo Gubernativo 382-2006 y sus reformas y el Acuerdo Ministerial 178-2006 el diagrama detallado en la Ilustración 3.

Ilustración 3: Diagrama institucional del Ministerio de Energía y Minas involucrado con la electrificación rural y la cobertura de la red eléctrica nacional según el marco legal vigente a mayo 2019.



Fuente: Acuerdo Gubernativo No. 382-2006, reformado por el Acuerdo Gubernativo No. 631-2007, Acuerdo Ministerial No. 178-2006, y Manual de funciones y descripción de puestos de la Dirección General de Energía.

1.1.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)

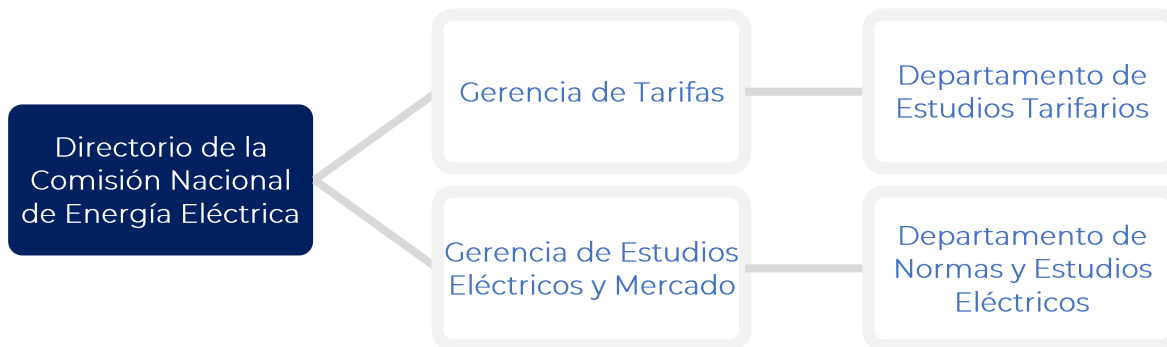
La Ley General de Electricidad, por medio del artículo 4 crea a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como un órgano técnico del Ministerio, la cual posee entre sus funciones emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en el marco legal y reglamentario vigente.

La CNEE le corresponde por mandato legal establecer el reconocimiento a las distribuidoras finales de electricidad la expansión de la red de distribución en las áreas autorizadas mediante los estudios tarifarios que finalizan con la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD). De esta manera el costo de expandir la red de distribución a los usuarios aún no integrados se reconoce como un costo de capital y operación de una red de distribución eficiente.

El artículo 85 del Reglamento de la LGE, establece lo siguiente: para el cálculo de las Tarifas Base, se tomarán en cuenta los costos de suministro proyectados para la distribuidora durante un período de cinco años. Estas proyecciones de costos consideran el crecimiento previsto de la demanda de energía eléctrica, los planes de expansión de la red de distribución y una serie de indicadores definidos por la CNEE.

Para el caso de sistemas eléctricos aislados, el artículo 100 del Reglamento de la LGE establece que la CNEE emitirá mediante resolución los procedimientos necesarios para fijar los precios del servicio de energía eléctrica, lo cual permitiría que aquellas comunidades a las cuales sea inviable financieramente ser conectadas al Sistema Nacional Interconectado, puedan recibir el servicio de energía eléctrica a un precio razonable y regulado por la CNEE.

Ilustración 4: Diagrama institucional de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica involucrado con la expansión de las redes de distribución y la cobertura de la red eléctrica nacional según el marco legal vigente a mayo 2019.



Fuente: Acuerdo Gubernativo No. 256-97, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007, Acuerdo Gubernativo No. 145-2008, Acuerdo No. CNEE-98-2013 y Acuerdo No. CNEE-218-2015.

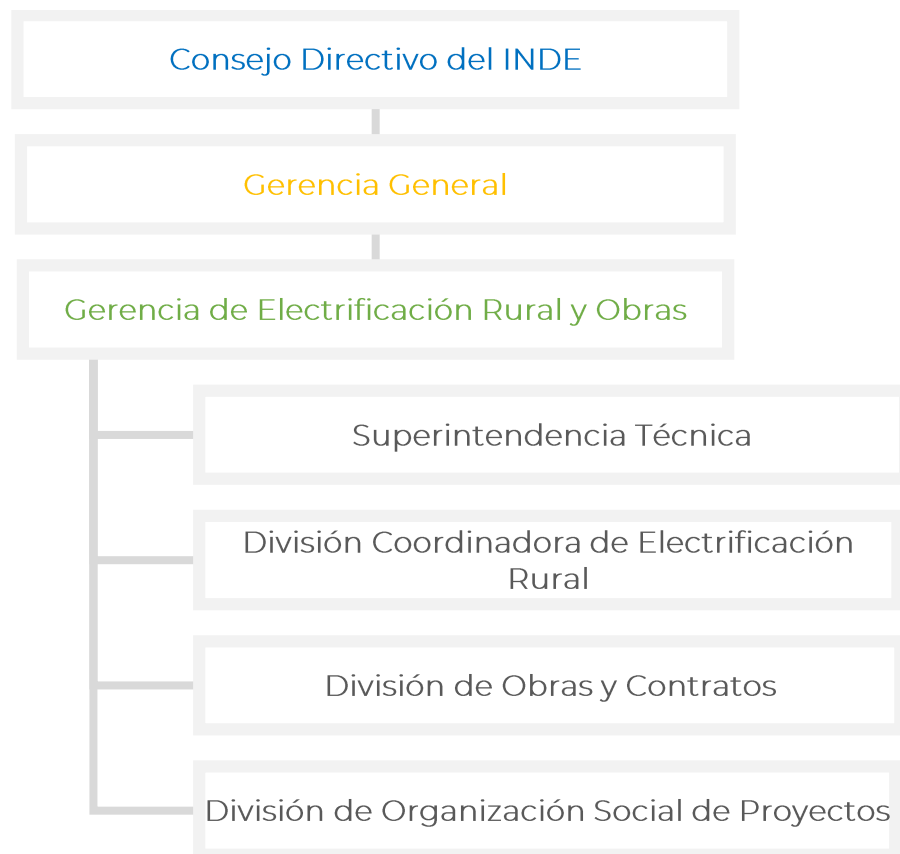
1.1.3. INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

El Instituto Nacional de Electrificación -INDE- por mandato legal establecido en su Ley Orgánica Decreto 64-94, cumple por medio de la gerencia de electrificación rural y obras el encargo de ejecutar proyectos que integran a la red de distribución a las comunidades o aldeas que poseen el estudio socioeconómico correspondiente por parte del MEM, lo cual permite realizar proyectos siempre que se cuente con los recursos económicos para hacerlos.

El artículo 4 de la Ley Orgánica del INDE establece como primer fin y obligación, realizar acciones orientadas a impulsar el desarrollo de nuevas industrias y el uso de electricidad en las regiones rurales. La energía eléctrica está correlacionada con el desarrollo productivo e industrial de una comunidad, ya que hace más eficientes los procesos productivos y de transformación de materias primas en otros productos con valor agregado; además el desarrollo humano en condiciones de falta de servicio de electricidad se considera un parámetro para definir la pobreza. Por esta razón y en cumplimiento del artículo 23 y 24 de la misma Ley Orgánica del INDE y del artículo 47 de la Ley General de Electricidad, el INDE ha ejecutado el Plan de Electrificación Rural (PER).

El INDE en su Plan Operativo Multianual 2018-2020 ha establecido como resultado institucional contribuir al aumento del índice de cobertura eléctrica del área rural del país con 4,611 nuevos usuarios al año 2020; el programa 14 del INDE, respectivo a electrificación rural, propicia la infraestructura eléctrica necesaria a potenciales comunidades y habitantes del área rural, coadyuvando el crecimiento económico, la prosperidad de todos los beneficiados y el incremento de la cobertura de la red eléctrica nacional; a través de Programas de electrificación rural en coordinación con entidades privadas, municipales y del Estado.

Ilustración 5: Diagrama Institucional del Instituto Nacional de Electrificación relacionado con electrificación rural y la cobertura de la red eléctrica nacional según el marco legal vigente a mayo 2019.



Fuente: Acuerdo GSC-11-2011 de la Gerencia de Servicios Corporativos del INDE.

1.1.4. AGENTES DISTRIBUIDORES Y EEM'S

Los agentes distribuidores finales de electricidad debidamente autorizados por el MEM, de acuerdo al marco legal vigente, tienen la obligación de proveer del servicio de electricidad a los usuarios que se encuentran en la franja obligatoria que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (artículo 65 del RLGE).

Si un usuario final del servicio de distribución se encuentra fuera de la franja de 200 metros, este puede llegar al límite de la franja usando líneas de servicio eléctrico propias o de terceros (artículo 66 de la RLGE), y en el caso de instalaciones desarrolladas de conformidad con el artículo 47 de la LGE, las conexiones dentro de la franja obligatoria serán realizadas por los agentes distribuidores sin requerimiento de aporte reembolsable a los usuarios (Artículo 71 de la RLGE).

Sin embargo, los agentes distribuidores también en su estudio quinquenal deben presentar a la CNEE sus proyecciones de costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base, los planes de expansión de la red de distribución, lo cual puede permitirles alcanzar a usuarios que se encuentran fuera de la franja obligatoria, en especial comunidades que pueden reunir docenas de usuarios aún sin cobertura de red eléctrica. Los planes de expansión de las redes de distribución que se incluyen en los respectivos programas de inversión, son verificados por la CNEE y esta procede a aprobarlos para su inclusión en la proyección de costos de inversión.

El proceso de electrificación rural también es útil para incrementar la cartera de clientes y las ventas, y las distribuidoras pueden proponer a la CNEE planes de expansión de la red de distribución para ejecutarlos en cada estudio del valor agregado de distribución.

1.2. FUNDAMENTO LEGAL

Para la elaboración del siguiente plan, se consideraron los siguientes instrumentos legales.

1.2.1. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LA REPUBLICA Y LA LEY DEL ORGANISMO EJECUTIVO

Respectivo a la electrificación nacional:

- ✓ 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.”
- ✓ La Corte de Constitucionalidad se ha pronunciado al respecto de la siguiente manera: *“El servicio de energía eléctrica constituye un servicio público de carácter esencial, obligatorio y reglamentado por el Estado [...] La Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, es un ente privado que presta un servicio público esencial y, por ello está provisto por la ley de determinadas facultades, como responder obligadamente y, en forma positiva, frente a un requerimiento de instalación deservicio de energía, en tanto se cumplan los requerimientos legales.”* Gaceta 101. Expediente 543-2011. Fecha de sentencia: 20/07/2011.188; Gaceta 117. Expediente 1149-2012. Fecha de sentencia: 10/09/2015. Gaceta 107. Expediente 4419-2011. Fecha de sentencia: 05/02/2013.

Respectivo a la inversión del Estado y fondos de desarrollo económico y social, la Constitución indica:

- ✓ Artículo 240. Fuente de inversiones y gastos del Estado. “Toda ley que implique inversiones y gastos del Estado, debe indicar la fuente donde se tomarán los fondos destinados a cubrirlos. Si la inversión o el gasto no se encuentran incluidos e identificados en el Presupuesto General de Ingresos y Egresos del Estado aprobado para el ejercicio fiscal respectivo, el Presupuesto no podrá ampliarse por el Congreso de la República sin la opinión favorable del Organismo Ejecutivo.

Si la opinión del Organismo Ejecutivo fuere desfavorable, el Congreso de la República sólo podrá aprobar la ampliación con el voto de por lo menos las dos terceras partes del número total de diputados que lo integran.

Al respecto la Corte de Constitucionalidad se ha pronunciado sobre la aplicación de este artículo de la siguiente manera: “[...] tal exigencia tiende a evitar la estimación de egresos sin que existan recursos para ello. En otras palabras, la norma constitucional obliga al Estado a que no se limite a asumir nuevos gastos -los que, vale decir, se hacen necesarios ante las necesidades públicas-, sino que, para ello, verifique antes la existencia de fuentes reales para cubrirlos, las que habrá de detallar en la misma norma que determina la erogación, con lo cual, no sólo se asegura su capacidad financiera para hacer frente a esta, sino que se especifican, con efectos generales, los recursos que habrán de priorizarse para cumplir con el precepto legal que así lo dispone, haciendo factible el alcance de las funciones que le han sido encomendadas por el texto constitucional. ‘Construir y sostener un régimen democrático [...].’ Gaceta 113. Expediente 5352-2013. Fecha de dictamen: 11/07/2014.

[...] por fuente, [...], se alude al origen o la procedencia de los recursos financieros a utilizar para sufragar determinado gasto, es decir, el ingreso estatal específico del que se tomarán dichos recursos. [...] por fuente de inversión o fuente de financiamiento debe entenderse la circunstancia específica generadora de fondos, de donde el Estado recaudará o percibirá los recursos financieros destinados a cumplir sus fines. Ahora bien, dichas fuentes pueden ser de naturaleza tributaria o no tributaria, incluyéndose en las primeras los distintos impuestos, arbitrios o contribuciones especiales decretados a favor del Estado, y en las últimas, todos los ingresos no generados a partir de tributos, como las operaciones de crédito público, concebidas como formas de endeudamiento estatal para captar medios de financiamiento -prestarnos [sic] con entes nacionales o internacionales, colocación de títulos, pagarés, bonos u obligaciones constitutivos de empréstitos y demás-; el cobro por la prestación de servicios públicos o las donaciones efectuadas a favor del Estado, entre otros. [...] la norma constitucional obliga al Estado a que no se limite a asumir nuevos gastos -los que, vale decir, se hacen necesarios ante las necesidades públicas, sino que, para ello, verifique antes la existencia de fuentes reales para cubrirlos, las que habrá de detallar en la misma norma que determina la erogación, con lo cual, no sólo se asegura su capacidad financiera para hacer frente a ésta, sino que se especifican, con efectos generales, los recursos que habrán de priorizarse para cumplir con el precepto legal que así lo dispone, haciendo factible el alcance de las funciones que le han sido encomendadas por el texto constitucional [...].” Gaceta 85. Expediente 1201-2006. Fecha de sentencia: 27/09/2007.

- ✓ Artículo 242. Fondo de garantía. “Con el fin de financiar programas de desarrollo económico y social que realizan las organizaciones no lucrativas del sector privado reconocidas legalmente en el país, el Estado constituirá un fondo específico de garantía de sus propios recursos, de entidades descentralizadas o autónomas, de aportes privados o de origen internacional. Una ley regulará esta materia.”
- ✓ Sobre la aplicación de este artículo la Corte de Constitucionalidad se ha pronunciado de la siguiente manera: “Gaceta 71. Expediente 538-2003. Fecha de sentencia: 15/01/2004.

Respectivo a las funciones del Ministerio de Energía y Minas.

- ✓ Artículo 34. Ministerio de Energía y Minas. “Le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los



hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros, por ello tiene las siguientes funciones:

...

- f) Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país.
- g) Ejercer las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía Eléctrica que le asignen las leyes...”

1.2.2. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS

Respectivo a las funciones del Ministerio de Energía y Minas, y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la Ley General de Electricidad establece:

- ✓ Artículo 3. “Salvo lo que en esta ley se expresa, el Ministerio de Energía y Minas, en adelante el Ministerio, es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.”

En cuanto a la aplicación de esta la Ley la Corte de Constitucionalidad se ha pronunciado de la siguiente manera: “ (...) *debe concluirse que la temática del servicio de energía eléctrica es propia del Estado unitario y no de los entes que lo conforman (municipios). De esa forma, lógicamente, todo lo relativo a la toma de decisiones respecto a la electrificación del país corresponde al Organismo Ejecutivo, que encuentra el órgano técnico apropiado para el efecto, en el Ministerio de Energía y Minas (...)*”. *Gaceta Jurisprudencial No. 72, expediente No. 1063-2003, sentencia: 18-05-20.*

- ✓ Artículo 4. “Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, como un órgano técnico del Ministerio. La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones: ...

- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;

La Corte de Constitucionalidad se ha Pronunciado sobre la aplicación de este inciso de la siguiente manera: “ (...) Con esta base, no se puede afirmar que el sancionar el incumplimiento de los requisitos de calidad de servicio de las resoluciones técnicas dictadas por la Comisión; o el incumplimiento a la presentación de la información necesaria para evaluar la calidad del servicio, sea ajeno al objeto de la ley que altere su espíritu; o bien, que no encaje en las atribuciones de la Comisión conforme a la Ley. Resulta obvio que estas funciones no podría cumplirlas la Comisión, si además de concederle la facultad de la emisión de normas técnicas para regular la actuación de quienes intervienen en el sistema eléctrico, no se le autoriza para velar por su cumplimiento, facultándola para imponer las sanciones que sean necesarias; situación que no podría ser de otra manera a la luz de la norma ordinaria, que se caería en el absurdo de crear una Comisión Técnica para que se encargue de administrar el subsector eléctrico con facultades para emitir normas técnicas, pero sin el poder suficiente para velar por el cumplimiento de sus propias decisiones situación que de ser el caso, sí sería contrario al espíritu de la ley.”. Gaceta Jurisprudencial No. 64, expediente No. 360-2002, sentencia: 05-06-2002.



f) Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento.”

“(…) la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, debe cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos sin perjuicio de que, independientemente del reglamento, y a tenor de los incisos e) y f) antes mencionados del artículo 4 de la Ley, ésta (la Comisión) puede emitir disposiciones fundadas en la Ley y en el reglamento que desarrollan actividades y decisiones propias de su competencia y que no están contenidas en él, toda vez que el reglamento emite y remite a que la Comisión en disposiciones posteriores pueda tratar tales temas, de manea que, lo que existe es una delegación de la ley para el reglamento sobre el modo de proceder de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y con ello no es posible apreciar inconstitucionalidad alguna de la norma atacada de inconstitucional.”. Gaceta Jurisprudencial No. 67, expediente No. 1471-2002, sentencia: 11-03-2003.

Respectivo a la inversión en proyectos de electrificación rural, la Ley General de Electricidad establece:

- ✓ Artículo 47. “El Estado podrá otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública, que se desarrollen fuera de una zona territorial delimitada. Los recursos que otorgue el Estado serán considerados como un subsidio, los cuales no podrán ser trasladados como costo al usuario. Las obras que se construyan con estos aportes serán administradas y operadas por el adjudicatario, el que se obliga a mantenerlas en perfectas condiciones de uso.

Los proyectos a que se refiere el párrafo anterior deberán contar con un informe favorable de evaluación socioeconómica del ministerio.”

Respectivo a las funciones y atribuciones de la Dirección General de Energía, el Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Energía y Minas establece:

- ✓ Artículo 16. Funciones Generales. “Son funciones y atribuciones de la Dirección General de Energía las siguientes: ...

d) Coordinar la identificación, la selección, los concursos para la evaluación socioeconómica, los estudios de ingeniería y construcción de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o utilidad pública, así como la supervisión de los mismos, de acuerdo a las políticas del Estado;

...”

- ✓ El artículo 4 del Acuerdo Ministerial No. 178-2006, Reglamento Interno de la Dirección General de Energía, establece las funciones y atribuciones del Departamento de Desarrollo Energético.

Respectivo a los proyectos de electrificación rural, el RLGE establece:

- ✓ Artículo 77.- Proyectos de Electrificación Rural. “Para la aplicación del artículo 47 de la Ley, el Ministerio establecerá un procedimiento para la elaboración del informe de evaluación económica y social del proyecto, con el fin de resolver la procedencia o improcedencia de la solicitud.”

Respectivo al reconocimiento de los planes de expansión de las redes de distribución, el RLGE establece:

Artículo 85.- Proyección de Costos. “Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cinco años. Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Comisión.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión. ...”

Respectivo al precio del servicio de electricidad para sistemas aislados, el RLGE establece:

- ✓ Artículo 100.- Sistemas Aislados. “La Comisión, en consideración a las características propias de la operación del respectivo Sistema Aislado y aplicando en todo aquello que sea posible los lineamientos correspondientes estipulados para el Sistema Interconectado Nacional, emitirá mediante Resolución los procedimientos a seguir en cada caso concreto para la fijación de precios.”

1.2.3. LEY ORGÁNICA DEL INDE

Respectivo a los fines y obligaciones del INDE:

- ✓ Artículo 4. “Son fines y obligaciones del INDE:
a) Realizar todas las acciones orientadas a dar solución pronta y eficaz de la escasez de energía eléctrica en el país y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal, para impulsar el desarrollo de nuevas industrias y el uso de electricidad en las regiones rurales, atendiendo las políticas que para ello defina el Estado.

Respectivo a la política financiera del uso del superávit del INDE:

- ✓ Artículo 23. “El INDE tendrá presupuesto propio y fondos privativos y su política financiera será la de capitalizar las utilidades netas que obtengan para destinarlas a la financiación y ejecución de sus planes de electrificación.”
- ✓ Artículo 24. “El INDE no es una fuente productora de ingresos fiscales y, por consiguiente, no entregará al fondo común del Estado parte alguna de sus utilidades, ya que su misión es la de incrementar la producción de energía eléctrica como industria básica nacional. Lo anterior sin perjuicio de cumplir con las obligaciones tributarias que establezcan las leyes de la materia. Todos los ingresos provenientes de la actividad eléctrica formarán un fondo de disponibilidades privativas del INDE, para emplearse exclusivamente en el cumplimiento de sus fines. Cuando el INDE tenga superávit financiero, estará obligado a invertirlo prioritariamente en el área rural, atendiendo a los planes de desarrollo que establezca el Ministerio de Energía y Minas.

Los ingresos del INDE no dependerán del Gobierno Central y deberá recibir de éste, los pagos por concepto de energía eléctrica y los servicios que le suministre a la tarifa que corresponda. El INDE podrá también percibir ingresos del Gobierno Central por concepto de subsidio que éste otorgue a las tarifas de energía eléctrica para los consumidores y, asimismo, podrá percibir ingresos del Gobierno Central para electrificación rural.”

Respectivo a la ejecución de planes, programas y proyectos:

- ✓ Artículo 31. *“El Consejo Directivo del INDE autorizará las ampliaciones, reducciones y transferencias que requiera la adecuada ejecución de sus planes, programas y proyectos, siguiendo para el efecto el procedimiento establecido en la aprobación inicial del mismo.”*
- ✓ Artículo 45. *“El Ministerio de Energía y Minas es el órgano de comunicación entre el Organismo Ejecutivo y el INDE. ...”*

1.2.4. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032

Dentro del Plan Nacional de Desarrollo K'atun Nuestra Guatemala 2032, en el Capítulo 10, como parte de los lineamientos de la Meta 2 para cumplir la prioridad de desarrollo rural integral, expone:

“Reducir el efecto de las actividades agropecuarias, minero-energéticas, industriales y urbanas que ocurren en ecosistemas frágiles y/o en zonas patrimoniales, para mitigar así el deterioro de los bosques naturales, la degradación de los suelos, la pérdida de biodiversidad, la contaminación de los cuerpos de agua y la pérdida del patrimonio natural y cultural”.

Del capítulo 12, Riqueza para todas y todos, se destaca la prioridad infraestructura para el desarrollo, de la cual se cita el siguiente lineamiento de la meta 1:

“Infraestructura de las comunicaciones.

- *Acceso a telefonía e Internet.*
- *Acceso a energía eléctrica.”*

Del capítulo 13, Recursos naturales hoy y para el futuro, se cita el lineamiento de la meta 2, para la prioridad de adaptación y mitigación frente al cambio climático:

“Implementar conexiones de energía eléctrica mediante energías renovables (hidroenergía, energía eólica, solar)”.

Así mismo, de la prioridad de acceso a energía de calidad y con cobertura nacional, se cita el siguiente lineamiento:

“Ampliar la cobertura de energía eléctrica domiciliar en las áreas rurales mediante el fortalecimiento del programa de electrificación rural”.

El desarrollo de proyectos de electrificación rural permite mitigar los usos de ecosistemas sensibles para la extracción de energéticos que suplen necesidades básicas en las comunidades rurales, tal es el caso de la leña para cocción de alimentos y calefacción del hogar en regiones frías.

El Plan Indicativo de Electrificación Rural, fomenta el cumplimiento de las metas y lineamientos propuestos dentro del Plan K'atun 2032, impulsando el uso de energías renovables para brindar el servicio de energía eléctrica a comunidades que por su ubicación geográfica resulta difícil interconectar a la red en un corto plazo, contribuyendo de este modo, a la mitigación de emisiones GEI que se producen por parte del sector energía.

Los objetivos del Plan K'atun 2032 pueden sintetizarse en los siguientes:

Objetivos Plan de Desarrollo K'atun 2032.

Acceso a energía de calidad y con cobertura nacional.

La energía como factor de desarrollo social, es fundamental para el mejoramiento de las condiciones de vida de la población. Favorece la superación de la pobreza y el incremento de los ingresos familiares, apoya el desarrollo de actividades sociales, productivas, comerciales y agrícolas.

Las condiciones de vida de la población rural han mejorado con el acceso a los servicios que facilita la energía eléctrica.

Cobertura de energía del 100% en las áreas rurales, para uso domiciliar.

Energía de calidad en todo el país, para su utilización en actividades productivas, industriales, comerciales, y agrícolas.

Incremento de la participación de la energía renovable en la matriz energética, considerando la participación ciudadana y con pertenencia de pueblos maya, xinka, garifuna, de género y etaria.

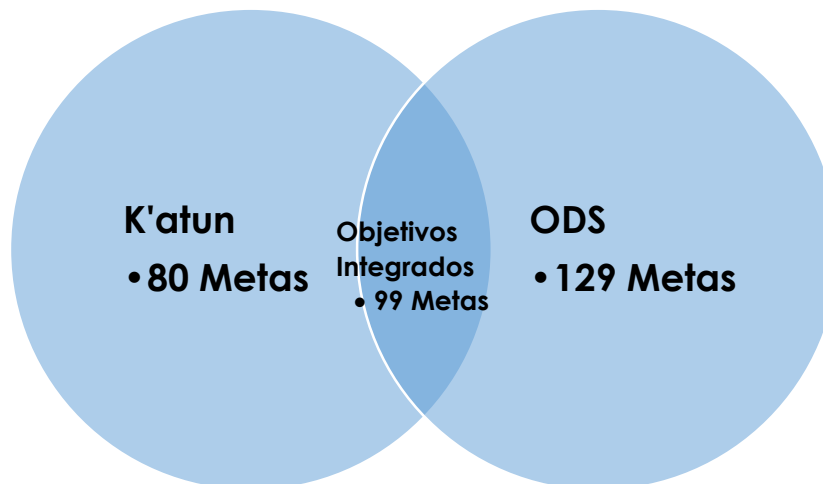
Fuente: Elaboración propia, K'atun 2032.

1.2.5. PRIORIDADES NACIONALES Y DEL DESARROLLO Y METAS ESTRATEGICAS

Los distintos poderes del estado, sociedad civil, sector privado y organismos internacionales suscribieron su compromiso con la Agenda Nacional de Desarrollo Sostenible y como este puede ser articulado al Plan Nacional de Desarrollo K'atun 2032.

El establecimiento de las prioridades nacionales, tiene como objetivo buscar metas integradas entre las 80 metas establecidas en el plan de desarrollo K'atun y las 129 Metas establecidas en los ODS, determinando que entre los dos planes existen 99 metas integradas.

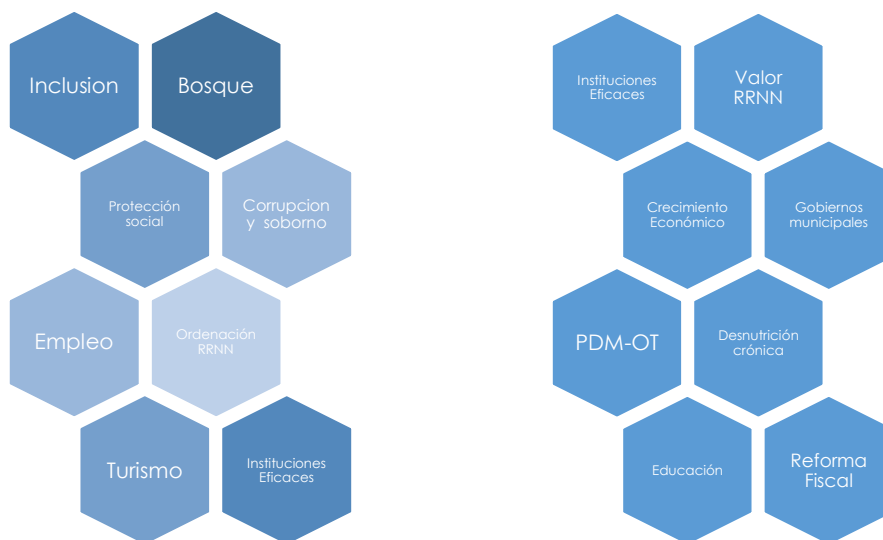
Ilustración 6: Metas integradas K'atun 2032 y ODS.



Fuente: Elaboración Propia, Segeplan.

La integración de estos objetivos se sintetizó en 16 objetivos MED's, los cuales son transversales tanto para el Plan de Desarrollo K'atun, como para los objetivos de desarrollo sostenible.

Ilustración 7: Metas Estratégicas de Desarrollo.



Fuente: Elaboración propia, Segeplan

1.2.6. POLÍTICA GENERAL DE GOBIERNO 2020-2024

El Gobierno de Guatemala, comprometido con el cumplimiento de los acuerdos nacionales e internacionales adquiridos a lo largo de la historia diplomática del país; ha presentado la Política General de Gobierno, con el horizonte de años 2020 a 2024. Considerando que todas las acciones y esfuerzos para el país se concentran en mejorar las condiciones de vida de la población guatemalteca, en su entorno social, político, económico y ambiental, esta política presenta cinco pilares estratégicos.

Ilustración 8: Pilares estratégicos de la Política General de Gobierno 2020 – 2024.

Política General de Gobierno

- _____ Economía, Competividad y Prosperidad
- _____ Desarrollo Social
- _____ Gobernabilidad y Seguridad en Desarrollo
- _____ Estado Responsable, Transparente y Efectivo
- _____ Relaciones con el Mundo

Fuente: Elaboración propia, con información de la Política General de Gobierno 2020- 2024.

Identificando los compromisos de país y el contexto actual de la sociedad guatemalteca, se formulan las soluciones de país, las cuales contienen metas, acciones e indicadores. Sobre el sector energético y electrificación rural, se destacan los siguientes puntos.

Ilustración 9: Interacción de la Política de Gobierno con la electrificación rural en Guatemala.

4.1 Economía, competitividad y prosperidad

Objetivo Estratégico: propiciar el crecimiento económico y el aumento sostenible del empleo

Objetivo sectorial: Impulsar el desarrollo de fuentes de energía renovable y no renovable compatibles con la conservación del medio ambiente

Acción estratégica: ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica a la población guatemalteca, con énfasis en la población que habita en el área rural

Meta estratégica: para el año 2023 se ha incrementado la proporción de la población con acceso a energía eléctrica a 93.50 %

Indicador para medición: proporción de la población con acceso a energía eléctrica

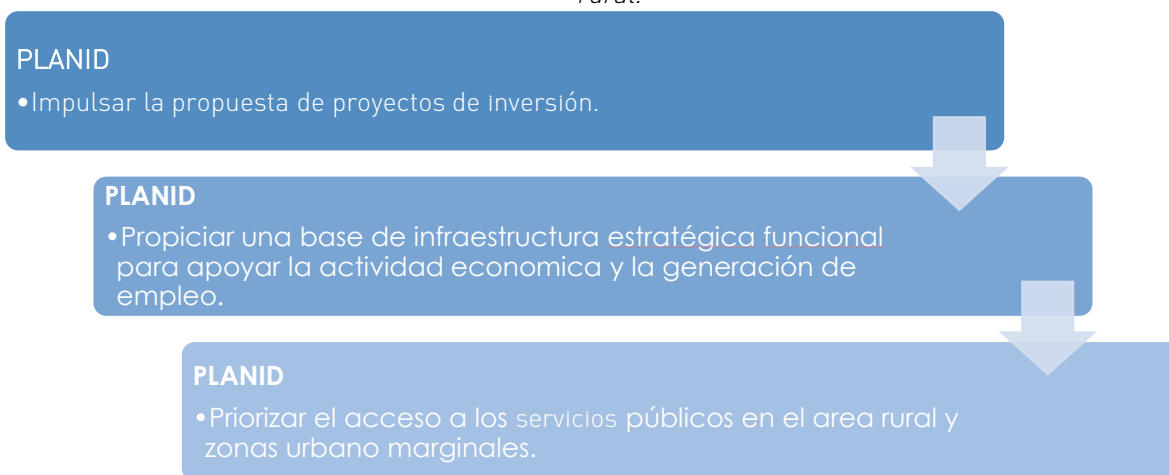
Línea base: 88.14 % (2018)

Responsable directo: MEM

Fuente: Elaboración propia, con información de la Política General de Gobierno 2020 - 2024.

La Ilustración 7, expone los objetivos y la meta formulada por parte de la Política de General de Gobierno actual ante el tema de electrificación rural en Guatemala, deduciendo la responsabilidad directa sobre el Ministerio de Energía y Minas; la creación del presente documento, entrega las directrices y hojas de ruta que permitirán darle cumplimiento a esta Política de General de Gobierno.

Ilustración 10: Directrices del Plan Nacional de Innovación y Desarrollo orientado a electrificación rural.

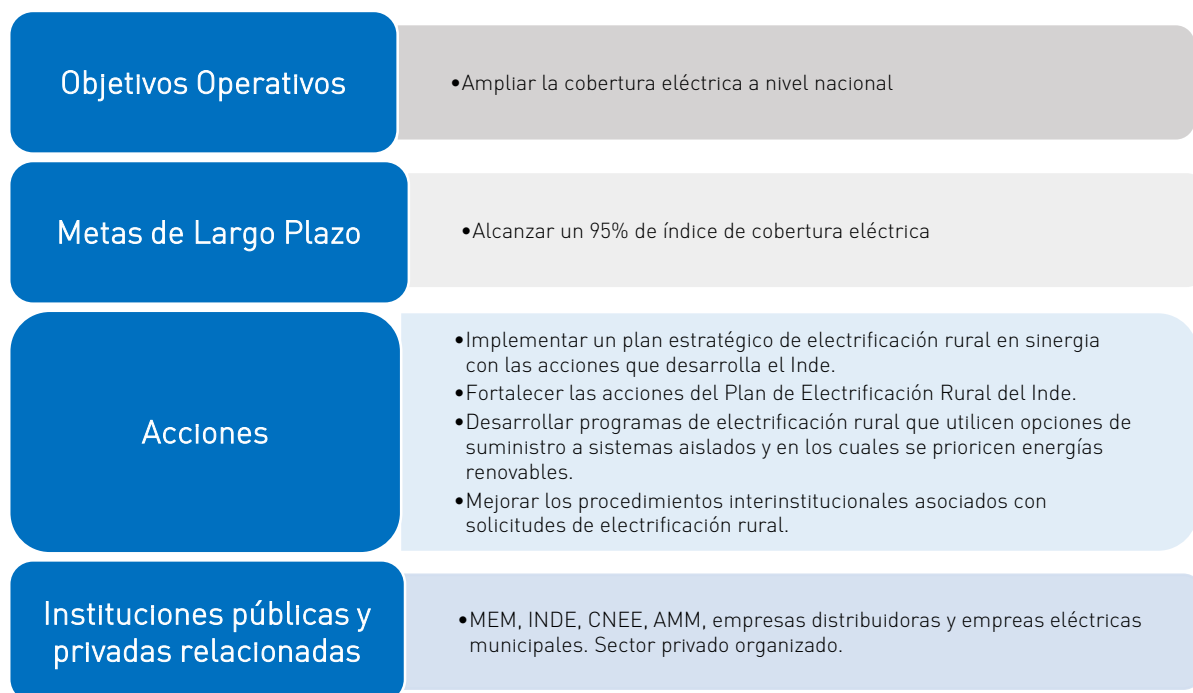


Fuente: Elaboración Propia, PLANID

1.2.7. POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 – 2027

El primer eje de la política energética 2013-2027, Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos, establece lo siguiente en materia de cobertura eléctrica, la Ilustración 8, detalla esta política.

Ilustración 11: Detalle de objetivo planteado en la Política Energética 2013-2027, acuerdo gubernativo No. 80-2013.



Fuente: Política Energética 2013-2027, pág. 39.

1.2.8. POLÍTICA ENERGÉTICA 2019 – 2050

La actualización de la Política Energética establece para el eje de abastecimiento y uso final de electricidad del sector de la industria energética, el objetivo detallado en la Ilustración 9. En este eje, establece lo siguiente:

“El Gobierno de Guatemala, a través de las instituciones debe hacer cumplir la Ley General de Electricidad, afrontará el desafío de aumentar la cobertura eléctrica en el país, garantizar la calidad del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional, abastecer este energético al precio más competitivo para los usuarios regulados y no regulados, además de generar electricidad eficientemente por medio de diversas tecnologías que garanticen la cobertura de la curva de demanda diaria de nuestro país; ...”

Ilustración 12: Detalle del objetivo planteado en la Política Energética 2019-2050.

<i>Abastecimiento y Uso Final de Electricidad del sector de Industria Energética</i>		
3. Objetivo: Cobertura Eléctrica Nacional	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acciones <ul style="list-style-type: none"> ○ Elaborar el Plan Nacional de Electrificación Rural 2020 - 2050 para alcanzar el 99% de cobertura eléctrica en 2032. ○ Incorporar en el Plan de expansión del sistema de transporte la infraestructura que permita adecuar la red para facilitar la incorporación de proyectos de electrificación. 	Actores: UPEM y DGE

Fuente: Política Energética 2019-2050, pág. 54.

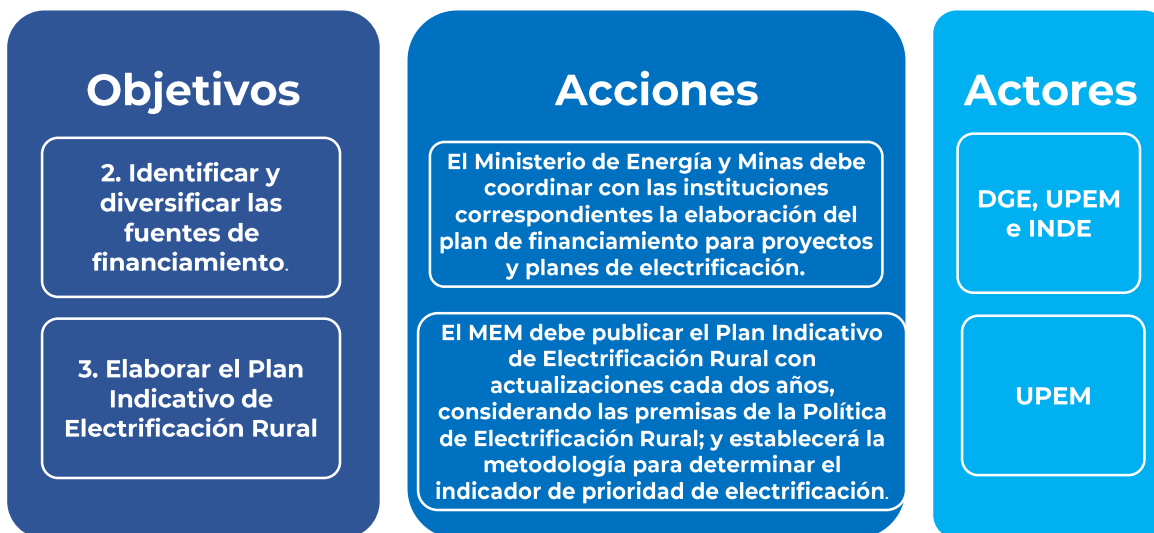
1.2.9. POLÍTICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 2020 – 2050

La Política Nacional De Electrificación Rural 2020-2050 es necesaria para orientar los principios y directrices que fundamentan los planes, estrategias y acciones que se realizarán para garantizar el suministro eléctrico a cerca de 388,675 miles de hogares guatemaltecos que actualmente no cuentan con este servicio.

Esta política establece los siguientes principios para los futuros planes de electrificación rural:

- ✓ Seguridad de abastecimiento energético
- ✓ Planificación estratégica
- ✓ Desarrollo sostenible

Ilustración 13: Detalle de los objetivos planteados en la Política Nacional de Electrificación Rural 2020 - 2050.



Fuente: Política Nacional de Electrificación Rural 2020-2050, pág. 52.

Los ejes de acción de esta política tienen como misión la mejora de las condiciones de vida y de productividad de las comunidades guatemaltecas que actualmente no cuentan con el servicio de electricidad. Esta misión se procura desde dos frentes distintos: el frente técnico por medio del eje de Electrificación Rural, y el frente social con el eje Desarrollo Productivo.

Los sectores involucrados en esta política se consideraron según el área de influencia y relación con los objetivos: el sector comunitario atiende la necesidad de involucrar a los guatemaltecos afectados por la carencia de servicio de electricidad, con el propósito de integrarlos a la red y a la cadena de producción y aprovechamiento de la electricidad. El sector institucional involucra a las entidades públicas y privadas, tanto del gobierno central como las municipalidades, como el INDE y los agentes distribuidores, cuya institucionalidad y marco jurídico les obliga o permite impulsar el crecimiento de la cobertura de la red de distribución de energía eléctrica.

En esta política, todos los objetivos y acciones operativas están relacionadas con la meta de alcanzar para el año 2023 el 93.5% de la población con acceso a energía eléctrica. Específicamente del Plan de Electrificación Rural, la Ilustración 13 contiene los objetivos y acciones que este Plan pretende alcanzar.

✓ PREMISAS DE LA POLÍTICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

El cuarto capítulo de la Política Nacional de Electrificación Rural 2020-2050, establece las premisas para la elaboración del Plan Indicativo respectivo al objetivo de incrementar el índice de cobertura eléctrica. En primer lugar, es necesario establecer un indicador que permita priorizar las comunidades en las cuales deben enfocarse los esfuerzos para permitirles el acceso a la energía eléctrica, ya que la construcción y montaje de una red de distribución que permita incrementar la cobertura eléctrica es solo una parte y está relacionada con el desarrollo productivo de las comunidades para el aprovechamiento de la electricidad.

La identificación de cada una de las variables relacionadas con el indicador de prioridad determinará el enfoque para la optimización de los recursos técnicos tomando en cuenta las necesidades sociales y de desarrollo de los habitantes de las comunidades. Aquellas comunidades cuya autodeterminación sea no incorporarse a la red de distribución, y aquellas cuyos planes de desarrollo están intrínsecamente relacionadas con este Plan, serán escuchadas y tomadas en cuenta.

✓ INDICADOR DE PRIORIDAD DE LOS MUNICIPIOS

Este indicador permitirá establecer las comunidades necesarias para alcanzar la primera meta de electrificación rural la cual es del 93.5% para el año 2023, la cual será ejecutada en los próximos dos años hasta la actualización de este Plan; las variables identificadas son nueve, cuatro de ellas son premisas técnicas y cinco son premisas socioeconómicas.

La Ponderación de las premisas para la elaboración del Plan estará acorde a la Tabla 1.

Tabla 1: Valorización de las premisas técnicas y socioeconómicas.

Premisas	%
Socioeconómicas	70
Técnicas	30

Fuente: Política Nacional de Electrificación Rural 2020 - 2050, pág. 56.

1.3. CONSIDERACIONES SOCIOAMBIENTALES

A continuación, se describe el conjunto de compromisos y planes socioambientales considerados en la elaboración de este plan.

1.3.1. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), proyecto que ha sido presentado en el marco de las Naciones Unidas, expone como Objetivo 7: “Energía Asequible y No Contaminante”, el cual presenta las siguientes metas:

- 💡 *7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos*
- 💡 *7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas*
- 💡 *7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética*

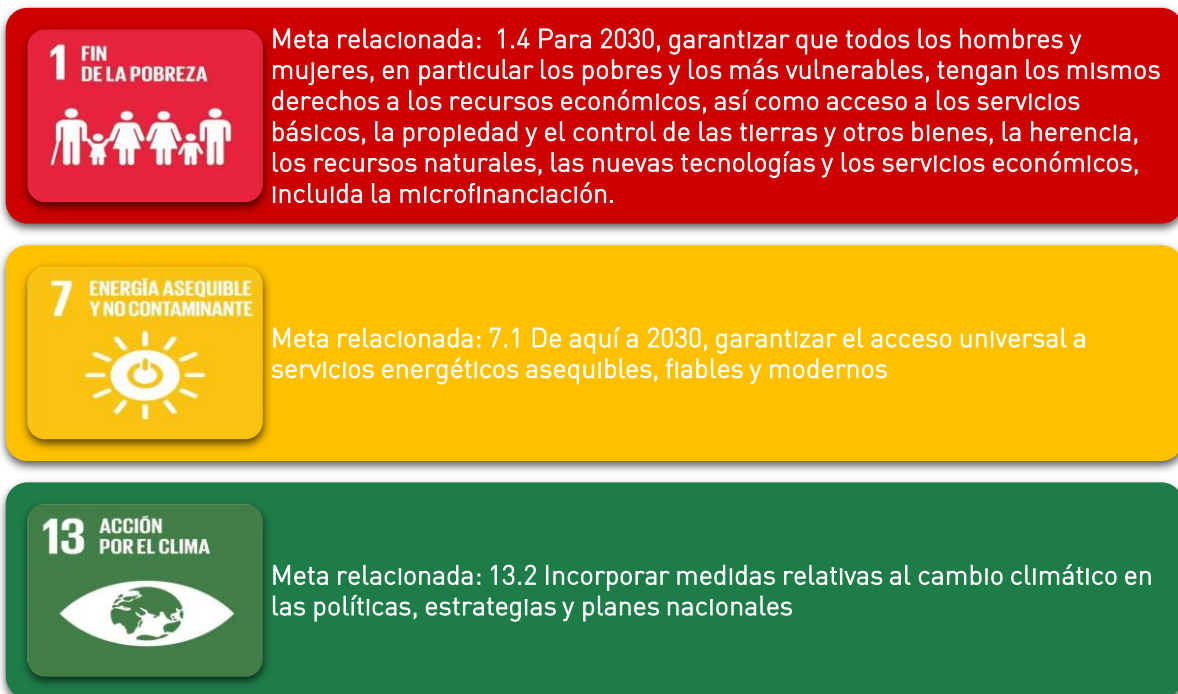
- 💡 *7.a De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias*
- 💡 *7.b De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.”*

El impulsar proyectos de electrificación rural dentro del territorio nacional, coadyuva al cumplimiento de las metas presentadas por el ODS 7.

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible con sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), fue aprobada en septiembre de 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas, estableciendo una visión transformadora hacia la sostenibilidad económica, social y ambiental de los 193 Estados Miembros, a la cual Guatemala pertenece.

La gestión y ejecución de proyectos que permitan llevar energía eléctrica a aquellas comunidades aisladas del sistema eléctrico nacional, permite contribuir con el cumplimiento de tres ODS en formas directas e indirectas. En la siguiente figura se puede observar los alcances al cumplimiento de diversos ODS a través de la electrificación rural.

Ilustración 14: Objetivos de Desarrollo Sostenible vinculados a la electrificación rural en Guatemala.



Fuente: Elaboración propia, con información de la Organización de las Naciones Unidas.

La Ilustración 14, representa los alcances que el cumplimiento de la meta del gobierno de Guatemala estaría teniendo sobre los ODS 1, 7 y 13, relacionado a la electrificación rural. La energía eléctrica proporciona oportunidades de desarrollo comunitario, mejores condiciones de vida digna, transición energética en actividades domésticas, así como una contribución indirecta a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero por evitar el uso de combustibles fósiles en iluminación y uso de leña en cocción de alimentos.

1.3.2. ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Dentro de las opciones priorizadas para el sector energía, en el informe publicado por la agencia USAID, en su proyecto Desarrollo con Bajas Emisiones, se identifica la siguiente opción como nexa para temas de apoyo al impulso a proyectos de electrificación rural:

SE-21/E-5. Desarrollo de mini y micro hidroeléctricas

Siendo ésta, una opción de alta relevancia para llevar el suministro de energía eléctrica a comunidades rurales que cuentan con acceso a ríos, más no con acceso cercano a la red eléctrica del SNI.



2

CONTEXTO HISTÓRICO

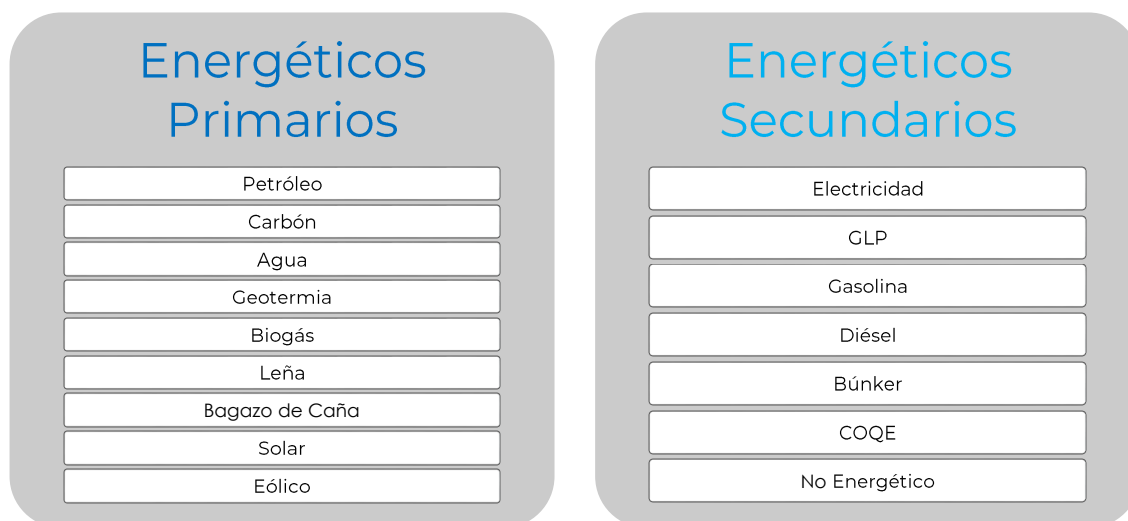
2. CONTEXTO HISTÓRICO

Parte fundamental para determinar las acciones a futuros, es entender las características históricas, que abarcan desde la distribución étnica, ingresos, inversiones realizadas, así como los datos aproximados de cobertura eléctrica.

2.1. CONSUMO ENERGÉTICO EN EL ÁREA RURAL

Históricamente, los usos de energía se han clasificado en energía primaria, y energía secundaria. Siendo la energía primaria, toda aquella energía que se extrae de recursos naturales y energéticos no procesados; mientras que la energía secundaria es toda aquella energía extraída de procesos de conversión de energéticos.

Ilustración 15: Descripción de energéticos contabilizados dentro de los balances energéticos nacionales.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Las aplicaciones de los recursos energéticos primarios son diversas. Se destacan las siguientes: Generación de energía eléctrica, donde se emplean los energéticos: Petróleo, Carbón, Agua, Geotermia, Biogás, Bagazo de Caña, Solar y Eólico. Dependiendo de la capacidad de recuperación de cada energético y de la cantidad de emisión de gases de efecto invernadero que producen durante su aplicación, se clasifican en renovables y no renovables.

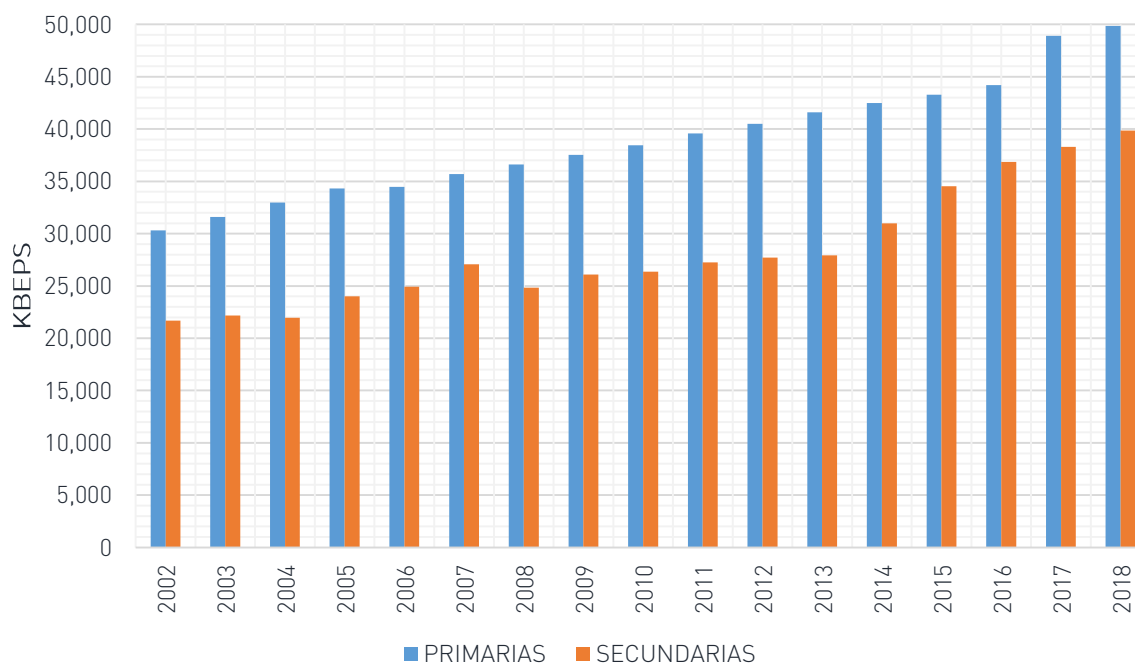
Entre los sectores consumidores, históricamente el consumo de leña ha sido el energético primario más demandado a través del sector residencial.

Los energéticos secundarios presentan una mayor diversidad de aplicaciones dentro del balance energético nacional, por lo tanto, más sectores de consumo requieren de estos. Tal es el caso del sector transporte terrestre, el cual demanda los energéticos: gasolina y diésel en grandes proporciones; durante los últimos años ha demandado electricidad y Gas Licuado de Petróleo (GLP), debido a la incursión de nuevas tecnologías en el parque vehicular nacional.

La categoría de No Energéticos, define a los productos que son derivados de energéticos primarios y que su finalidad no consiste en generar energía eléctrica, u otros tipos de energía de consumo final. Dentro de este grupo se incluyen a los derivados del petróleo que son empleados para crear asfalto.

En contraposición al caso de los no energéticos, se encuentran los energéticos secundarios: COQE y Búnker, los cuáles son derivados de energéticos primarios, y son empleados en generación de energía eléctrica.

Gráfica 1: Consumo anual de energéticos primarios y secundarios.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

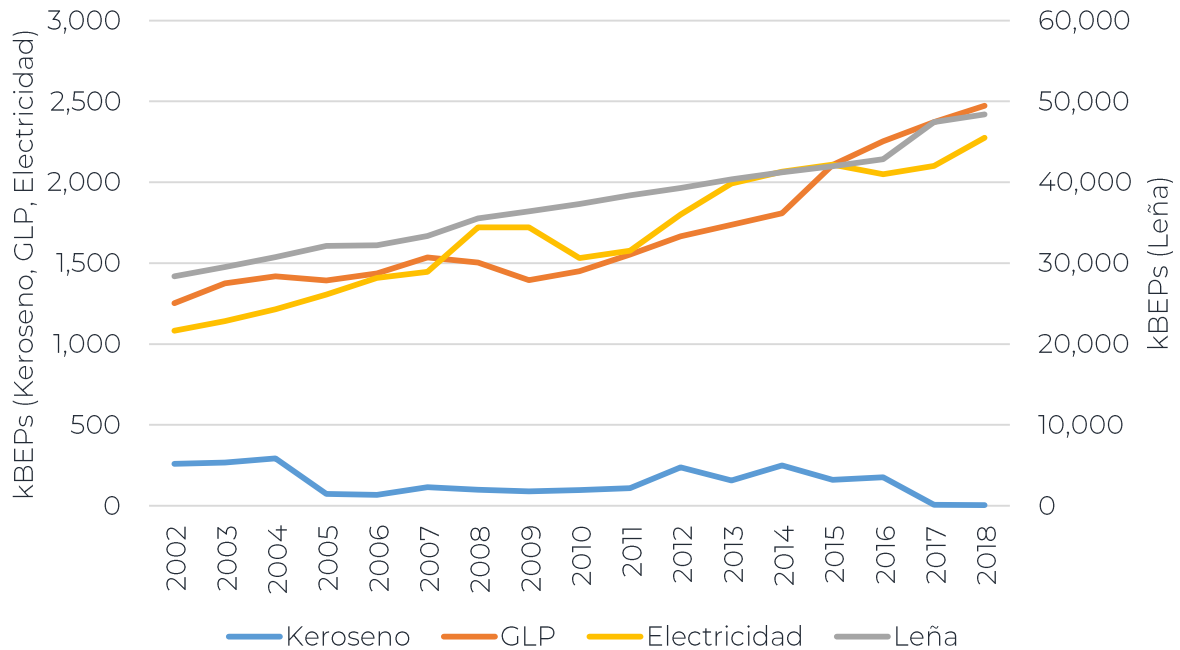
En la Gráfica 1, se observa cómo históricamente el consumo de energéticos primarios ha ido creciendo tendencialmente. La mayor proporción de esta demanda le pertenece al sector residencial, en el cual se emplea la leña para diversas finalidades.

Adicional, se muestra la demanda histórica anual de energéticos secundarios, en dicha figura se puede apreciar que el crecimiento de la demanda por estos recursos no ha sido bajo una tendencia lineal, esto se debe a que el consumo de estos recursos se encuentra influenciado por eventos y situaciones que inciden directa o indirectamente en las capacidades de crecimiento económico del país.

2.1.1. BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO EN SECTOR RESIDENCIAL

El sector residencial es clasificado en dos subgrupos característicos: residencial urbano, y residencial rural.

Gráfica 2: Balance Energético Histórico en Sector Residencial.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

En la Gráfica 2 se observa el consumo energético del sector residencial contabilizado por tipo de energético en períodos anuales; siendo la leña el energético de mayor demanda.

2.1.2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN EL ÁREA RURAL

El consumo de electricidad en el sector residencial oscila en rangos de consumo mensual que van desde 0 kWh, hasta 300 kWh, y una pequeña parte de la población que registra consumos de energía eléctrica mensuales mayores a 301 kWh.

Tabla 2: Frecuencias relativas de consumo de energía eléctrica mensual, sector residencial.

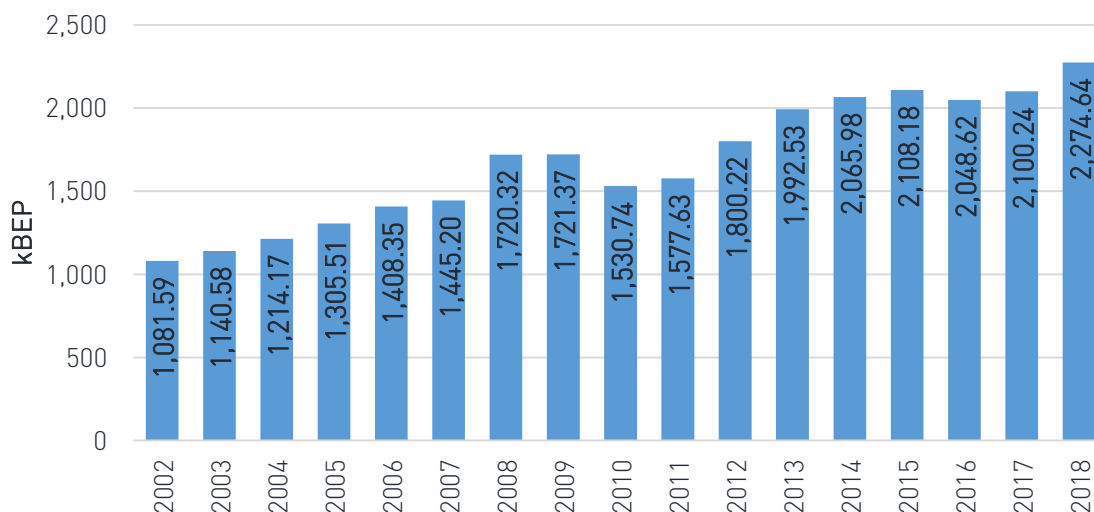
Departamento	0 a 10 kWh	11 a 100 kWh	101 a 200 kWh	201 a 300 kWh	Mayor a 301 kWh	TOTALES
Alta Verapaz	21.8%	61.7%	13.5%	2.9%	0.1%	100.0%
Baja Verapaz	23.9%	61.5%	12.1%	2.4%	0.0%	100.0%
Chimaltenango	11.7%	65.6%	20.2%	2.5%	0.0%	100.0%
Chiquimula	18.6%	62.0%	15.8%	3.5%	0.0%	100.0%

El Progreso	15.6%	64.2%	17.5%	2.6%	0.1%	100.0%
Escuintla	9.5%	45.8%	40.8%	3.8%	0.1%	100.0%
Guatemala	10.1%	39.7%	43.0%	7.0%	0.2%	100.0%
Huehuetenango	20.9%	70.2%	7.6%	1.2%	0.0%	100.0%
Izabal	18.6%	54.8%	21.0%	5.5%	0.1%	100.0%
Jalapa	13.8%	70.3%	13.5%	2.4%	0.0%	100.0%
Jutiapa	14.3%	67.8%	15.4%	2.5%	0.1%	100.0%
Petén	15.5%	60.6%	19.5%	4.3%	0.1%	100.0%
Quetzaltenango	15.5%	67.8%	14.4%	2.3%	0.0%	100.0%
Quiché	22.0%	66.7%	9.6%	1.6%	0.0%	100.0%
Retalhuleu	13.0%	63.0%	20.6%	3.4%	0.1%	100.0%
Sacatepéquez	7.6%	41.0%	46.7%	4.6%	0.1%	100.0%
San Marcos	19.8%	66.8%	11.2%	2.2%	0.0%	100.0%
Santa Rosa	13.7%	63.1%	20.1%	3.1%	0.0%	100.0%
Sololá	12.3%	69.6%	15.3%	2.7%	0.1%	100.0%
Suchitepéquez	11.7%	65.2%	19.8%	3.2%	0.1%	100.0%
Totonicapán	17.8%	69.3%	11.1%	1.8%	0.0%	100.0%
Zacapa	19.6%	57.7%	16.8%	5.8%	0.1%	100.0%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

La Tabla 2, representa la distribución de frecuencias relativas que presentan los usuarios de servicios de energía eléctrica del sector residencia; el cual es un promedio a lo largo de los anteriores 2 años, se puede observar que, en todos los departamentos la mayor parte de la población está concentrada en los consumos que oscilan entre 11 a 100 kWh mensual.

Gráfica 3: Energía eléctrica consumida por el sector residencial.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

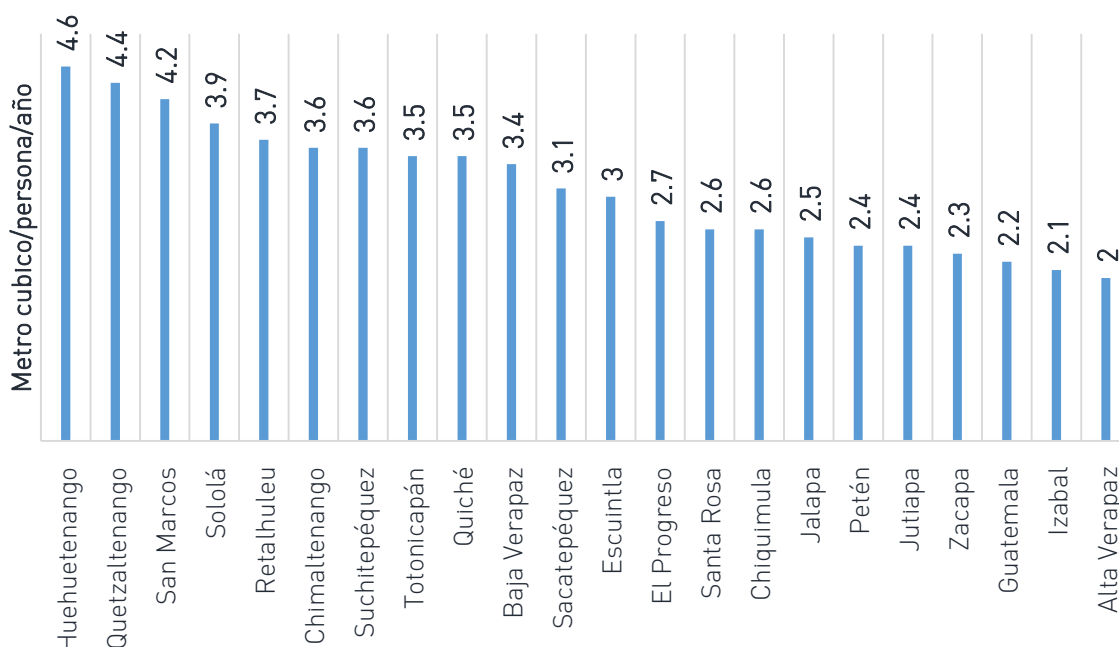
La Gráfica 3, representa los datos históricos de la energía eléctrica consumida por el sector residencial, a nivel nacional; de esta información se puede observar que, las tendencias de consumo de energía eléctrica a nivel nacional van siempre en crecimiento, considerando que en algunos años característicos se presenten consumos menores con respecto a los anteriores. Por otro lado,

aunque la demanda de energía eléctrica siga creciendo dentro del sector residencial, los bloques representados en la Tabla 2, rara vez presentarán cambios significativos.

2.1.3. CONSUMO DE LEÑA

La leña ha presentado una participación promedio del 92%, en la matriz de demanda energética del sector residencial, este porcentaje de participación se debe a la dependencia de este energético en las áreas rurales, siendo las comunidades no electrificadas las que presentan la mayor demanda de leña para cubrir necesidades básicas como cocción de alimentos, calentamiento de hogar, y calefacción ambiental.

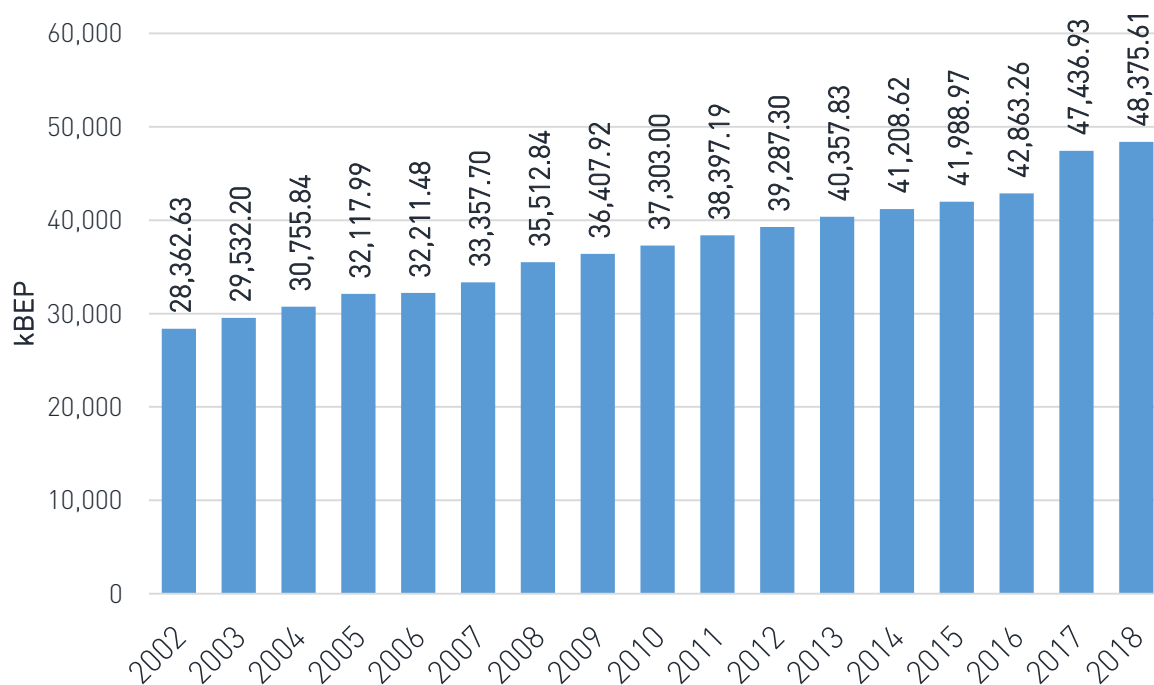
Gráfica 4: Demanda de leña per cápita en el área rural a nivel departamental.



Fuente: Elaboración propia, con información de IARNA e INAB.

La Gráfica 4, demuestra la demanda de leña que cada persona que vive en zonas rurales representa, contabilizados en metros cúbicos de leña seca por año; se puede observar que los departamentos que representan las mayores demanda de leña per cápita, se encuentran ubicados en la zona occidental del país, dentro de las regiones más frías; en estas regiones la demanda de leña es mayor, debido a que la necesidad energética que se suplente a través de la leña no cubre únicamente la cocción de alimentos, también cubre sistemas de calefacción y calentamiento de agua.

Gráfica 5: Demanda energética de leña del sector residencial.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

La Gráfica 5, representa la demanda energética de leña del sector residencial, la cual al igual que el consumo de energía eléctrica, demuestra un crecimiento tendencial. Es importante resaltar que los consumos per cápita representados en La Gráfica 4, combinados con el crecimiento poblacional, representan el crecimiento de la demanda energética leña a nivel nacional; lo niveles de demanda de leña por persona pueden ser disminuidos, si existen posibilidades de acceder a fuentes de energía eléctrica que suplan las mismas necesidades que la leña como energético supl.

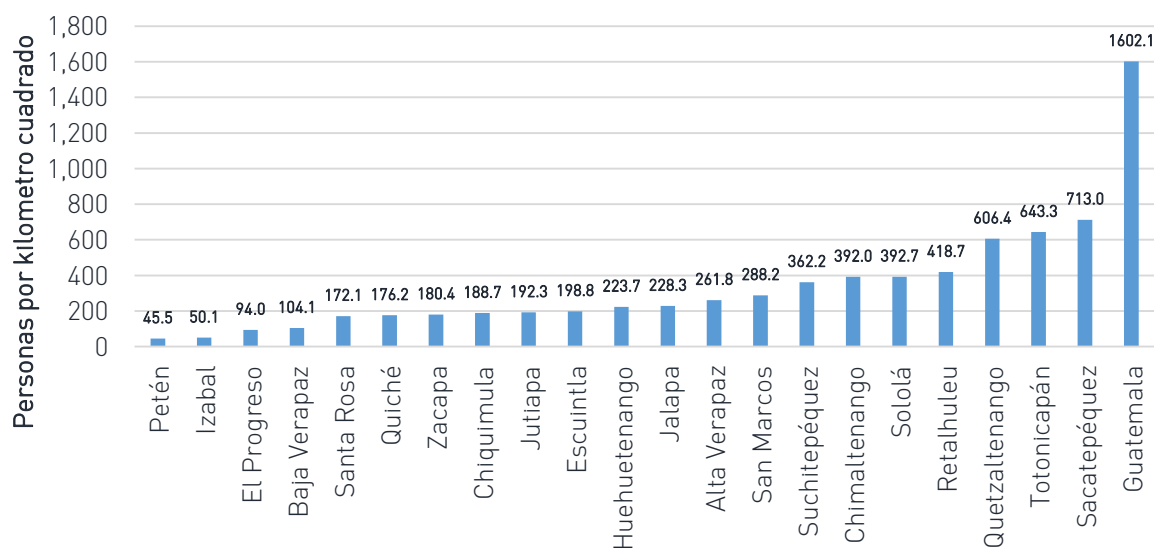
2.2. ENTORNO SOCIOECONÓMICO EN EL AREA RURAL

Guatemala posee diversidad en aspectos sociales y económicos. Conocer las características socioeconómicas de cada departamento permite orientar las estrategias para adecuar proyectos de acceso a la energía eléctrica de forma eficiente. A continuación, se describe las variables socioeconómicas más importantes de análisis en materia de electrificación.

2.2.1. DENSIDAD POBLACIONAL

La densidad poblacional mide la cantidad de personas por cada kilómetro cuadrado en un área determinada. Esto es importante en proyectos de electrificación, dado que puede usarse como un indicador inicial de la dispersión existente en los departamentos, característica importante ya que influye en la factibilidad técnica y económica de proyectos de electrificación. La Gráfica 6, muestra la densidad poblacional por departamentos, siendo Guatemala el departamento con mayor densidad poblacional, duplicando el valor de Sacatepéquez, segundo departamento con mayor densidad poblacional. Petén posee la menor densidad poblacional, con 45.5 personas por kilómetro cuadrado.

Gráfica 6: Densidad poblacional.



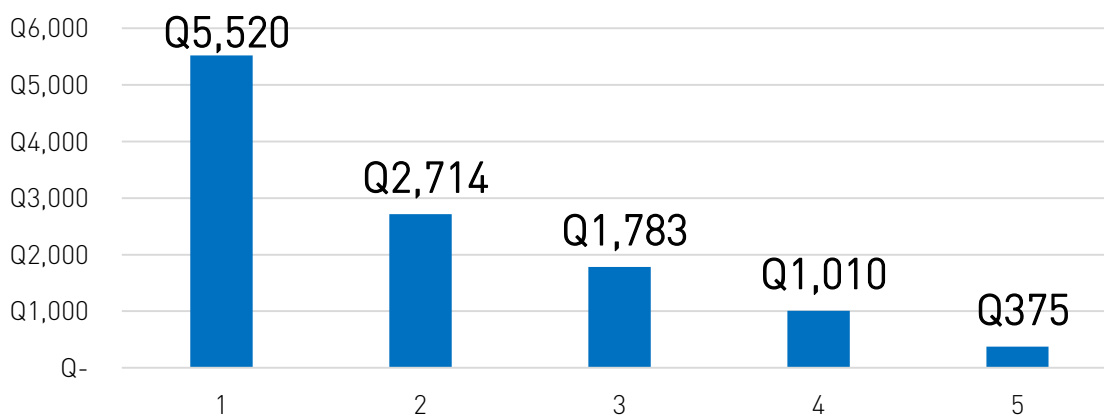
Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas.

2.2.2. INGRESOS ECONÓMICOS

El Instituto Nacional de Estadísticas define los ingresos laborales como aquellos provenientes del empleo asalariado más los ingresos relacionados con el empleo independiente por concepto de beneficio o ganancia en la ocupación principal agrícola y no agrícola.

La Gráfica 7, presenta los ingresos laborales mensuales por quintiles. Describe que el 20% de los trabajadores del primer quintil, perciben en promedio Q375.00, este es el quintil con menores ingresos. En promedio el 20% de los trabajadores con mejores ingresos obtienen Q 5,520.00 mensuales.

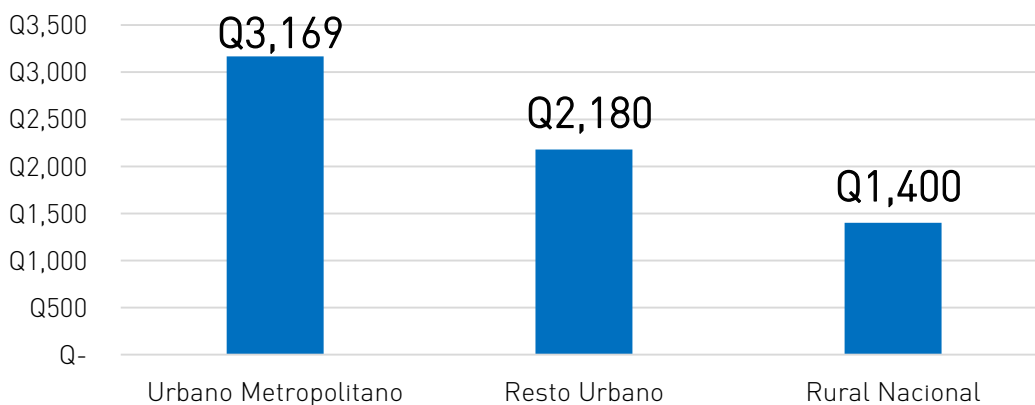
Gráfica 7: Ingresos laborales mensuales.



Fuente: ENEI 1-2017, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

En la Gráfica 8 se presentan los ingresos separados en tres áreas: Urbano Metropolitano, Resto Urbano y Rural Nacional. El área urbana metropolitana representa el 22.6 % del ingreso promedio mensual del área Rural. En proyectos de electrificación esto influye en la factibilidad económica del proyecto ya que limita la posibilidad del usuario final de cubrir el propio suministro o cualquier costo adicional para tener acceso a la energía eléctrica.

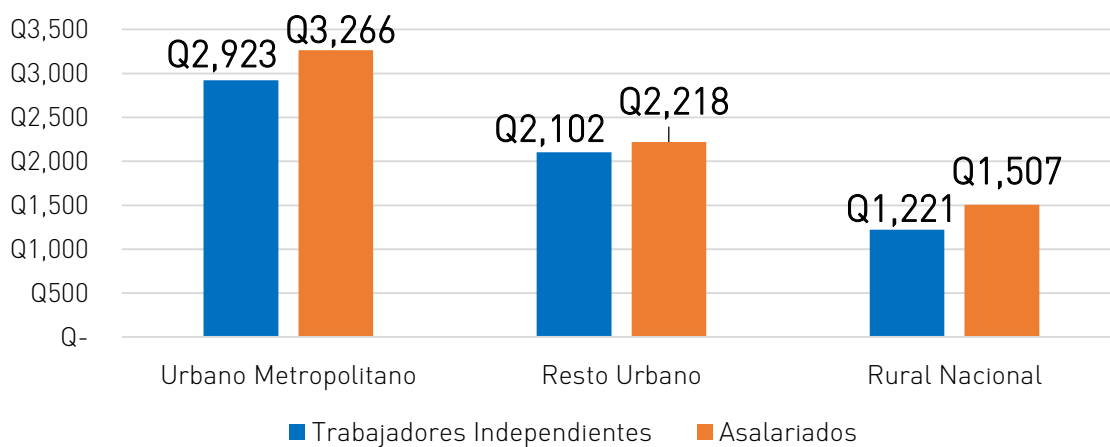
Gráfica 8: Promedio de ingresos laborales mensuales.



Fuente: ENEI 1-2017, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

Tal como se describe en la Gráfica 9, en general para todas las divisiones, un trabajador asalariado percibe, en promedio, mejores ingresos que los trabajadores independientes.

Gráfica 9: Comparación de Ingresos mensuales.

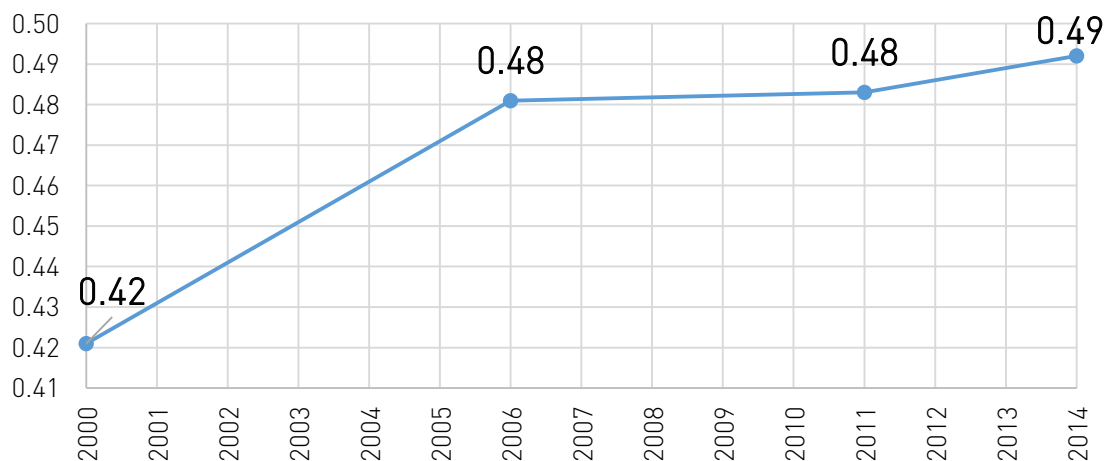


Fuente: ENEI 1-2017, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

2.2.3. INDICE DE DESARROLLO HUMANO

El índice de desarrollo humano se define dentro de tres dimensiones básicas: salud, educación e ingresos. Se basa en la medición del desarrollo en función del aumento de oportunidades para el desarrollo humano. Para Guatemala el Índice de Desarrollo Humano se incrementó en 17% del año 2000 al 2014, no obstante, del año 2011 al 2014 aumentó en solamente 2%, el mayor aumento se da entre los años 2000 y 2006 con un incremento de aproximadamente el 14%. La evolución del índice de desarrollo humano puede apreciarse en la Gráfica 10.

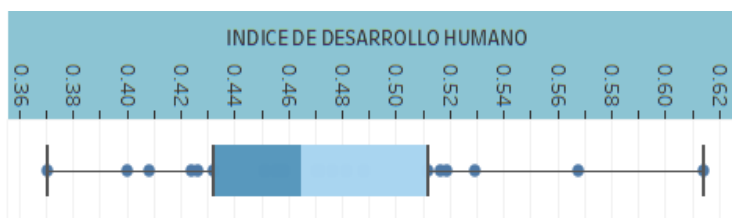
Gráfica 10: Índice de desarrollo humano.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

Con el apoyo del diagrama de caja de la Gráfica 11 es posible observar que el 25% de los departamentos con mayor IDH se encuentran por encima de 0.5115, además puede inferirse que un 50% de los departamentos tiene un IDH inferior al 0.4641 y que el 25% de los departamentos con menores índices se encuentran por debajo de un IDH de 0.4318.

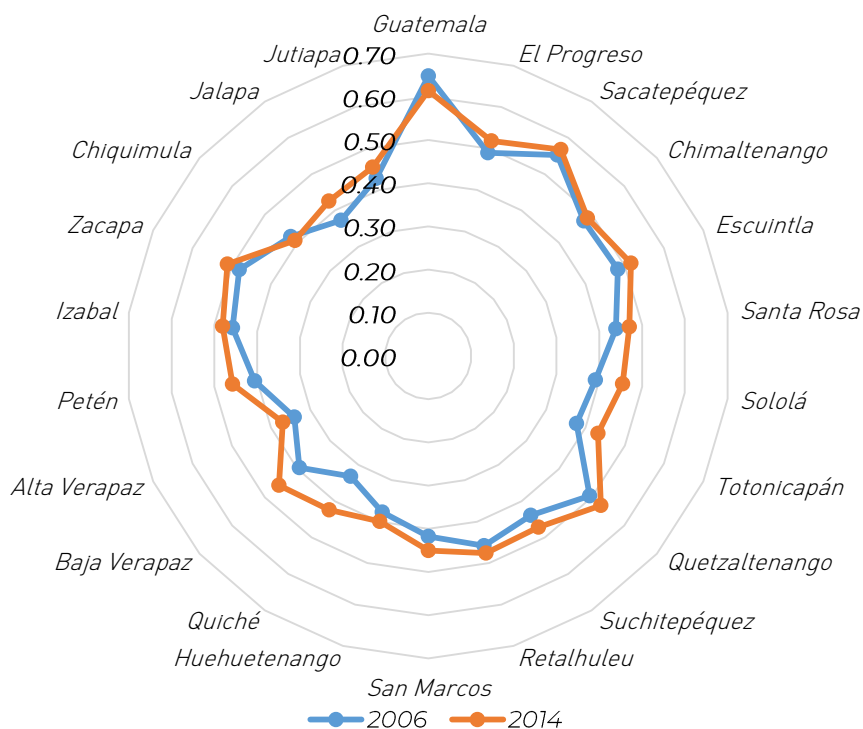
Gráfica 11: Distribución del índice de desarrollo humano.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

En la Gráfica 12 se presentan los índices de desarrollo humano desglosados por departamento para el año 2006 y 2014. En esta gráfica puede apreciarse la evolución del IDH de cada departamento, se observa que Guatemala es el departamento que posee el mayor IDH tanto para el año 2006 como para el año 2014, en el otro extremo para el año 2014 Alta Verapaz posee el menor Índice de Desarrollo Humano.

Gráfica 12: Índice de desarrollo humano departamental.



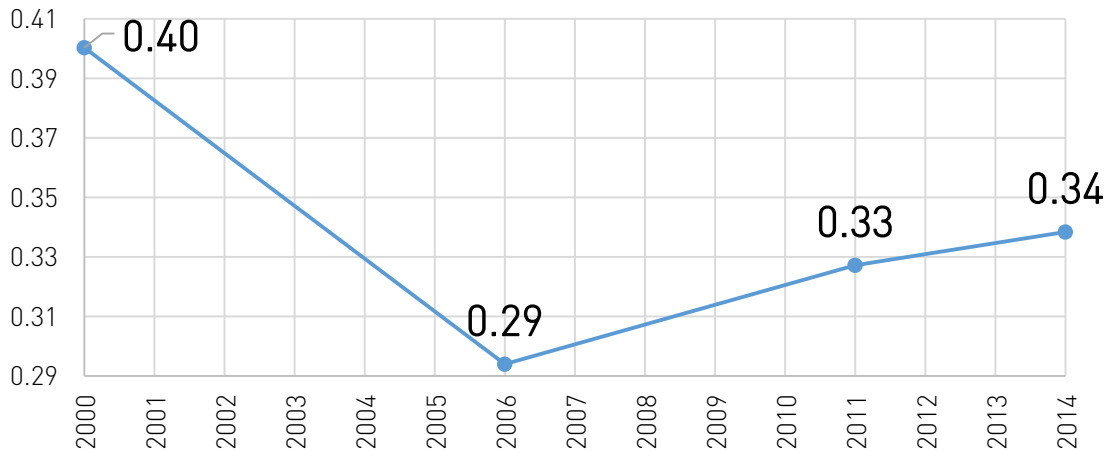
Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

2.2.4. INDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL

El índice de pobreza multidimensional es un indicador elaborado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Este índice es un reflejo de las condiciones de pobreza compuesto por distintas aristas, ponderadas de acuerdo con su impacto en la calidad de vida de las personas. Este índice es una composición de 10 parámetros: Años de Escolarización, Niños Escolarizados, Mortalidad infantil, nutrición, electricidad, saneamiento, agua potable, suelo, combustible de hogar y bienes. La falta de acceso al suministro eléctrico contribuye en 0.055 al índice de pobreza multidimensional.

En la Gráfica 13 se muestra el desarrollo del índice de pobreza multidimensional de Guatemala, el último estimativo realizado presentó un IPM de país del 0.338.

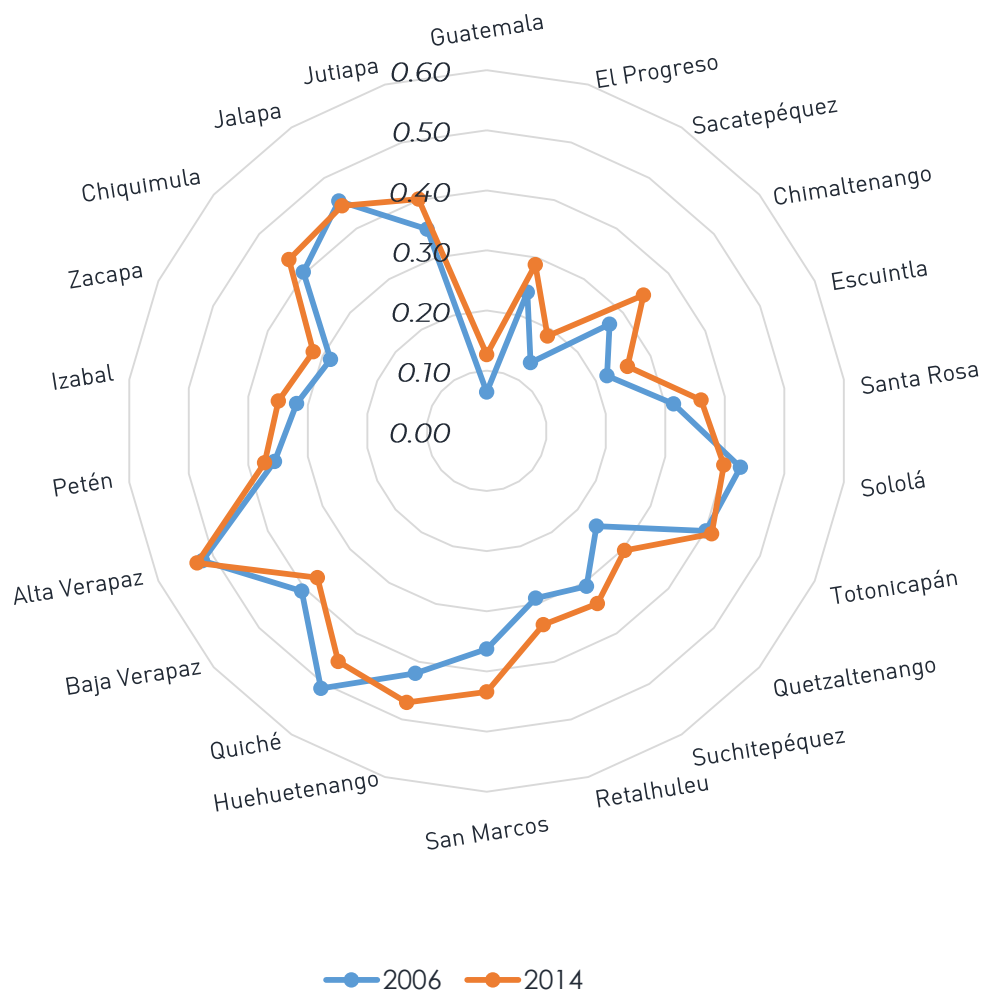
Gráfica 13: Índice de pobreza multidimensional.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

En la Gráfica 14 se presentan los índices de Pobreza Multidimensional para cada departamento, de la cual se puede inferir rápidamente que el Departamento de Guatemala posee el menor índice (0.127) mientras que Alta Verapaz presenta el mayor índice de pobreza multidimensional (0.529).

Gráfica 14: Índice de pobreza multidimensional por departamento.



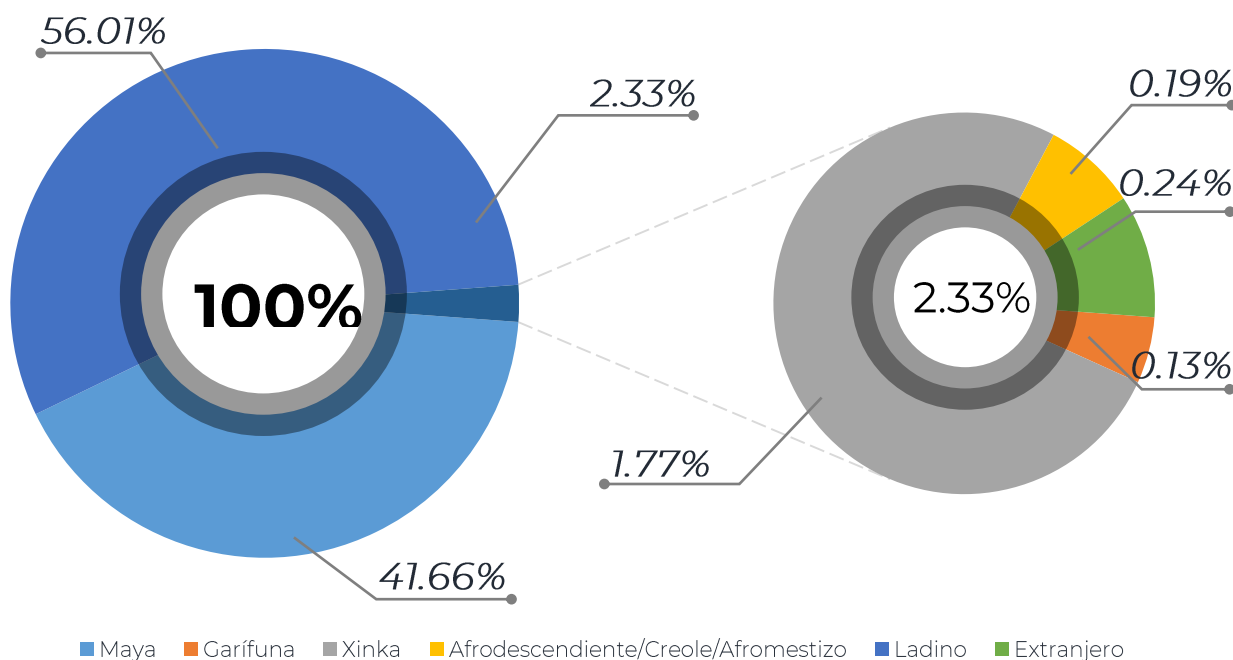
Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

De forma general, el acceso a la energía eléctrica tiene una influencia transversal sobre las dimensiones básicas de desarrollo humano de un país. El acceso al suministro eléctrico permite contar con instalaciones hospitalarias cercanas, acceso a servicios de saneamiento y agua; acceso tecnológico en aplicaciones de educación y el desarrollo económico facilitando una mejora en la productividad y por tanto una mejora en los ingresos y oportunidades laborales. Lo expuesto denota la importancia del acceso al servicio de energía eléctrica en la calidad de vida de los habitantes del país y la necesidad por brindar el acceso a la energía eléctrica a los habitantes de la nación.

2.3. CARACTERÍSTICAS ÉTNICAS EN EL ÁREA RURAL

Guatemala es un país multicultural, pluricultural y multilingüe. En la gráfica se presenta la distribución de las etnias guatemaltecas. La mayor cantidad de población se conglera en el grupo de ladinos (56.01%) y mayas (41.66%). Un pequeño porcentaje corresponde a la población Xinka (1.77%); Garífuna (0.13%); Afrodescendiente/Creole/Afromestizo (0.19%) y a extranjeros (0.24%).

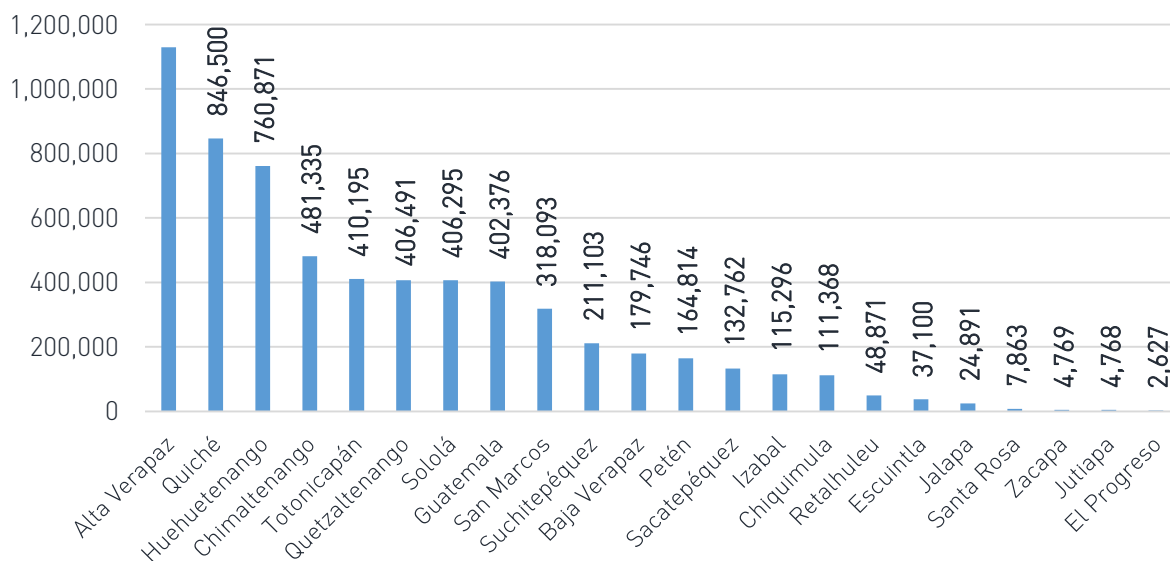
Gráfica 15: Distribución étnica.



Fuente: Elaboración propia a partir de información de SEGEPLAN.

La Gráfica 16 muestra la distribución de la población maya sobre los 22 departamentos. La mayor concentración se da en los departamentos de Alta Verapaz, Quiché y Huehuetenango; no obstante, en el resto de los departamentos se presenta una cantidad de población maya significativo.

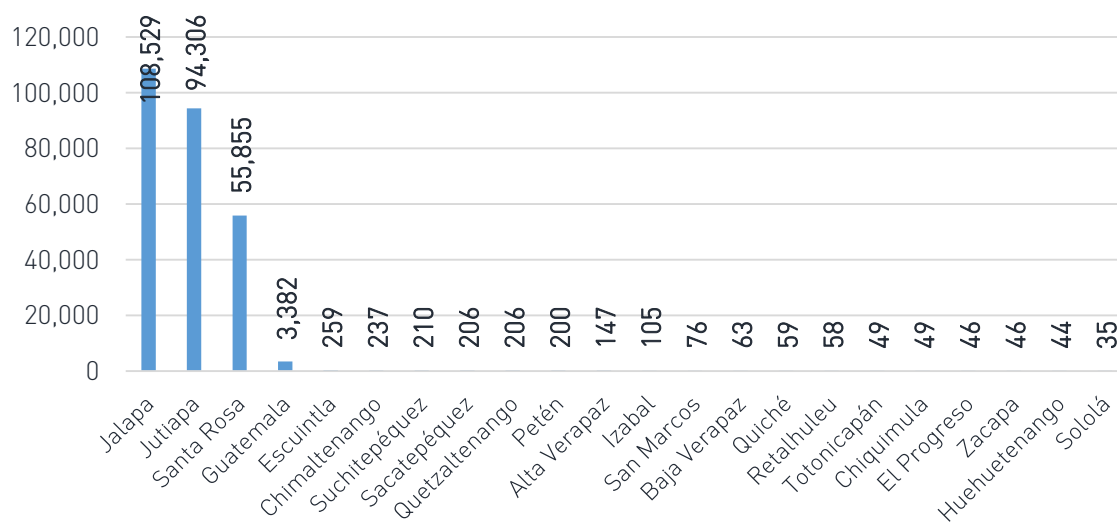
Gráfica 16: Distribución de la población maya por departamento.



Fuente: Resultados Censo 2018.

Con el apoyo de la Gráfica 17 puede determinarse que la población Xinka se concentra en los departamentos de Jalapa, Jutiapa y Santa Rosa, en menor proporción se presentan en el departamento de Guatemala.

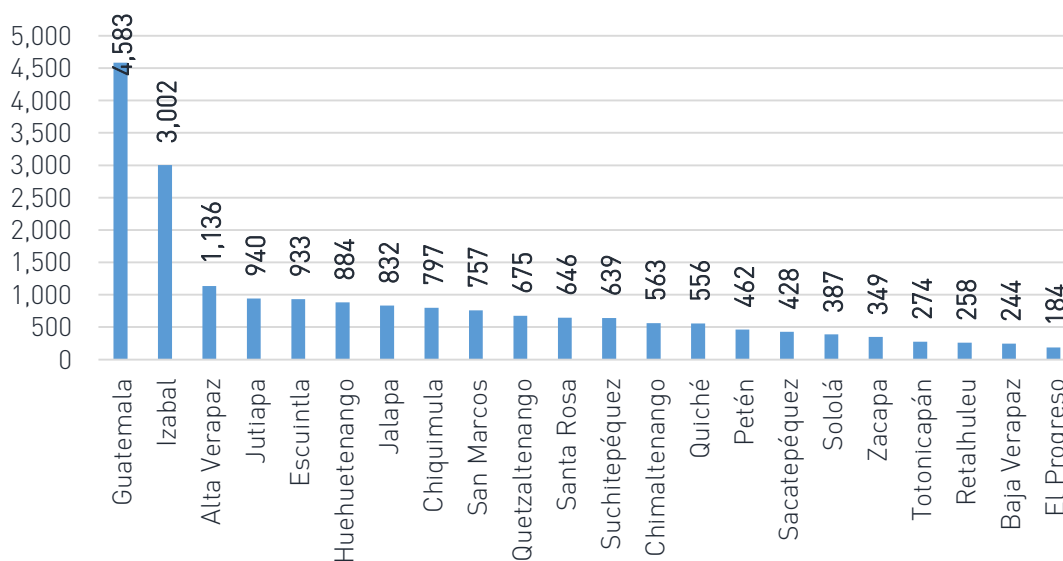
Gráfica 17: Distribución de la población Xinka por departamento.



Fuente: Resultados Censo 2018.

La Población Garífuna se concentra en los departamentos de Guatemala, Izabal y Alta Verapaz. Se observa que también se presentan en menor cantidad en el resto de los departamentos.

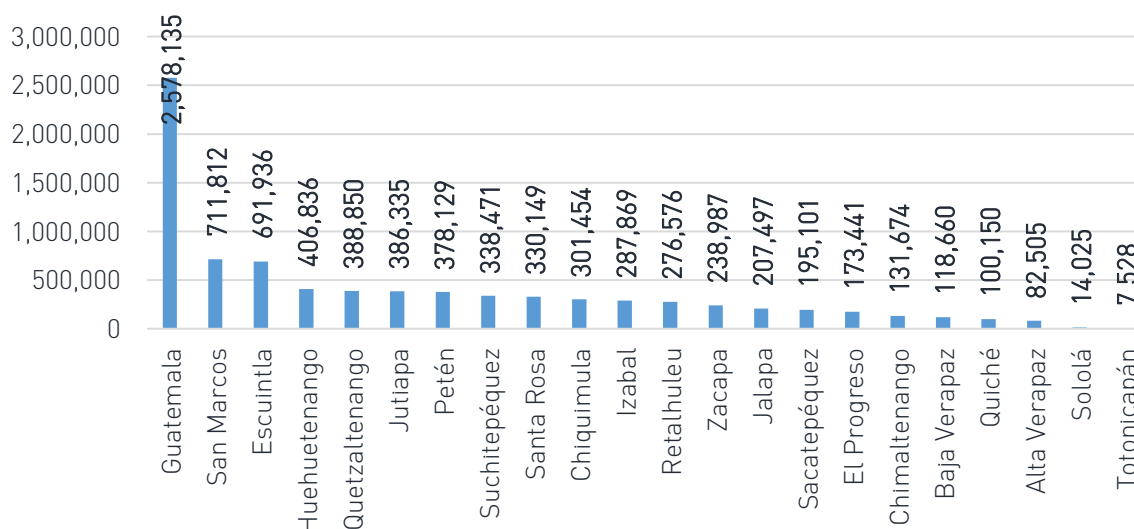
Gráfica 18: Distribución de la población garífuna por departamento.



Fuente: Resultados Censo 2018.

La población Ladina conforma el 56.01% de la población, la Gráfica 19 describe como se distribuye en los 22 departamentos. Guatemala posee la mayor cantidad de ladinos, aproximadamente el 30% de toda la población ladina del país.

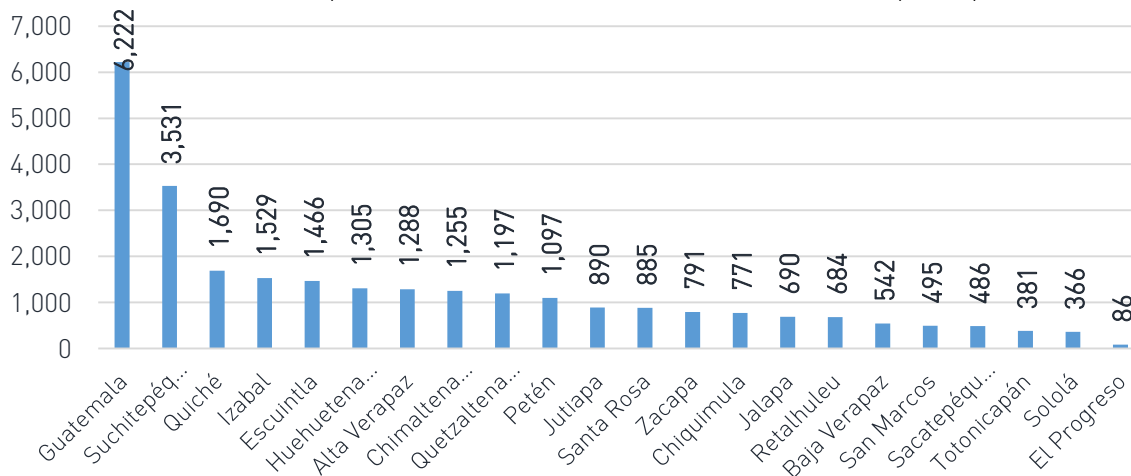
Gráfica 19: Distribución de la población ladina por departamento.



Fuente: Resultados Censo 2018.

La Gráfica 20 presenta los departamentos en los que se distribuye la población Afrodescendiente/Creole/Afromestizo. Se observa que la mayor cantidad de población se distribuye en los departamentos de Guatemala y Suchitepéquez, asimismo, tienen presencia en el resto de los departamentos.

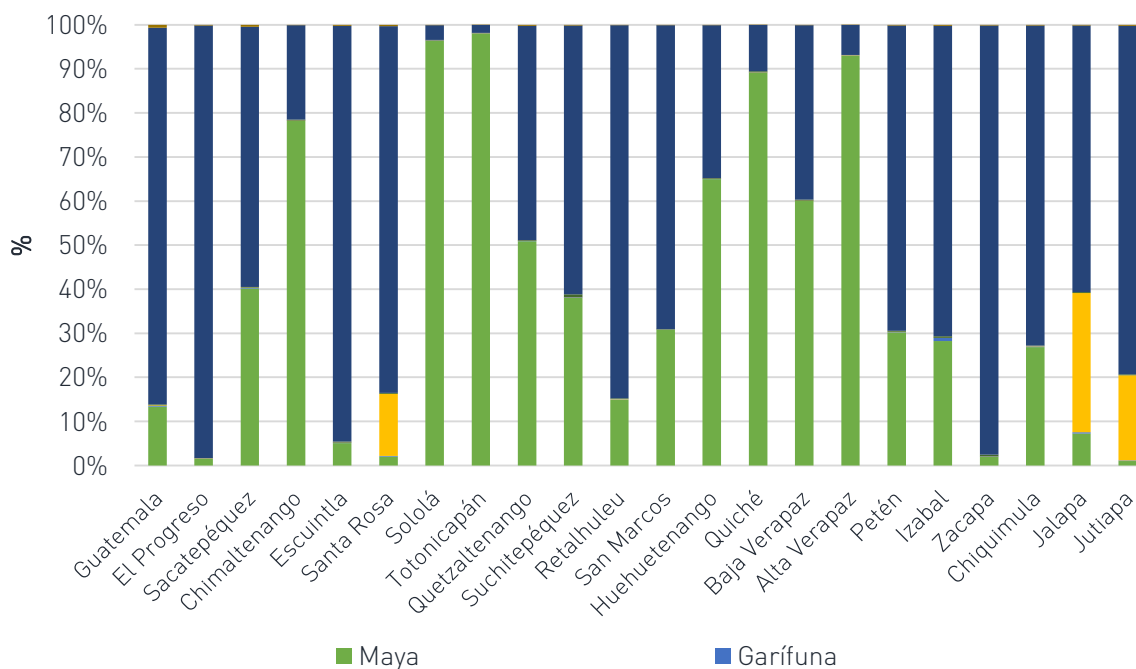
Gráfica 20: Distribución de la población Afrodescendiente/Creole/Afromestizo por departamento.



Fuente: Resultados Censo 2018.

Una apreciación visual de la distribución de las etnias en cada departamento se facilita en la Gráfica 21, que permite determinar la composición porcentual de las etnias en los distintos departamentos, reflejo de la característica multiétnica con la que cuenta el país.

Gráfica 21: Composición étnica departamental.

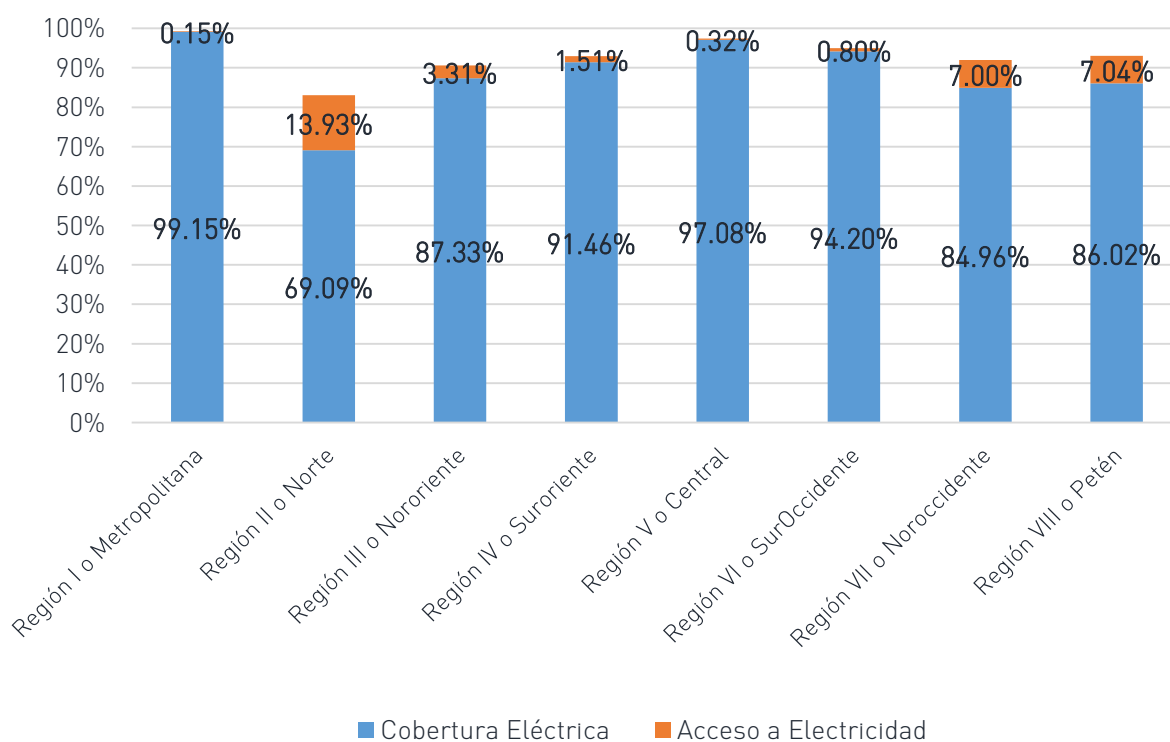


Fuente: Resultados Censo 2018.

2.4. ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA

El índice de cobertura eléctrica representa la proporción de usuarios que cuentan con suministro de energía eléctrica. Para el año 2018 Guatemala presentó un índice global de cobertura del 91.23%. En la Gráfica 22, se presenta el índice de cobertura y acceso a la electricidad por Región. Entre ellas, la Región de Petén (VIII), la Región Norte (II) y la Región Noroccidente (VII) son las que presentan un menor índice de cobertura y acceso a la electricidad.

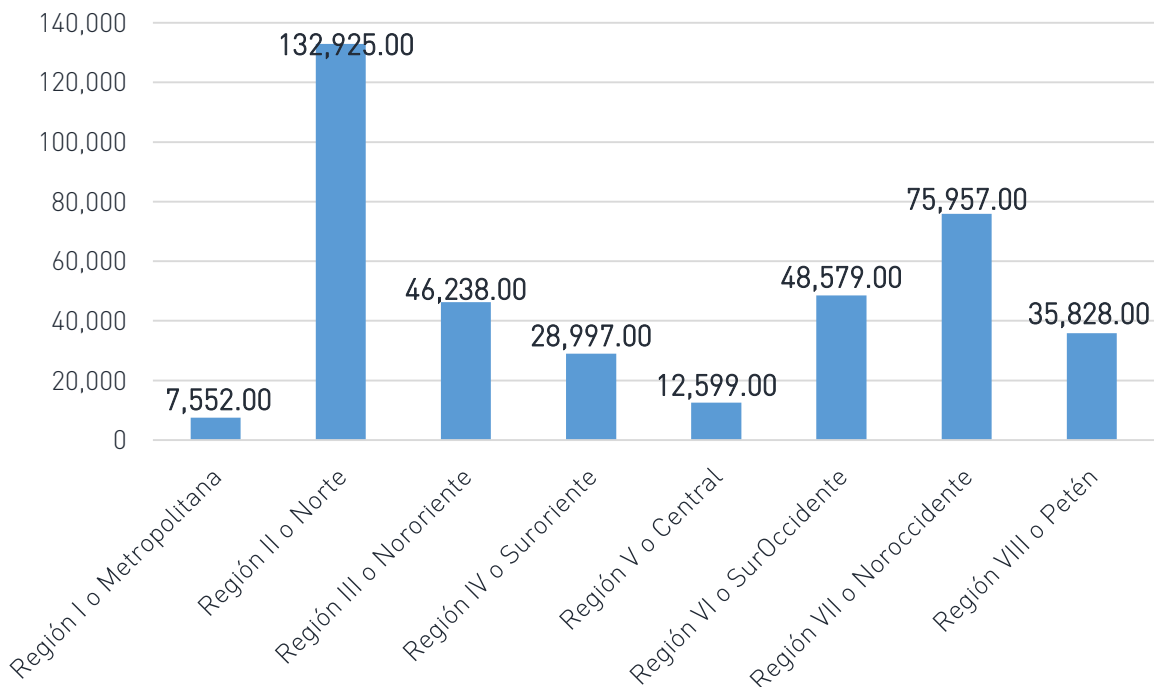
Gráfica 22: Índice de acceso a la electricidad por región.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados del Censo 2018.

No obstante, la mayor concentración de usuarios sin suministro se presenta en la Región Norte del país, lo que puede observarse en la Gráfica 23. La región Norte representa aproximadamente el 32% de los usuarios sin cobertura.

Gráfica 23: Usuarios sin electrificar.

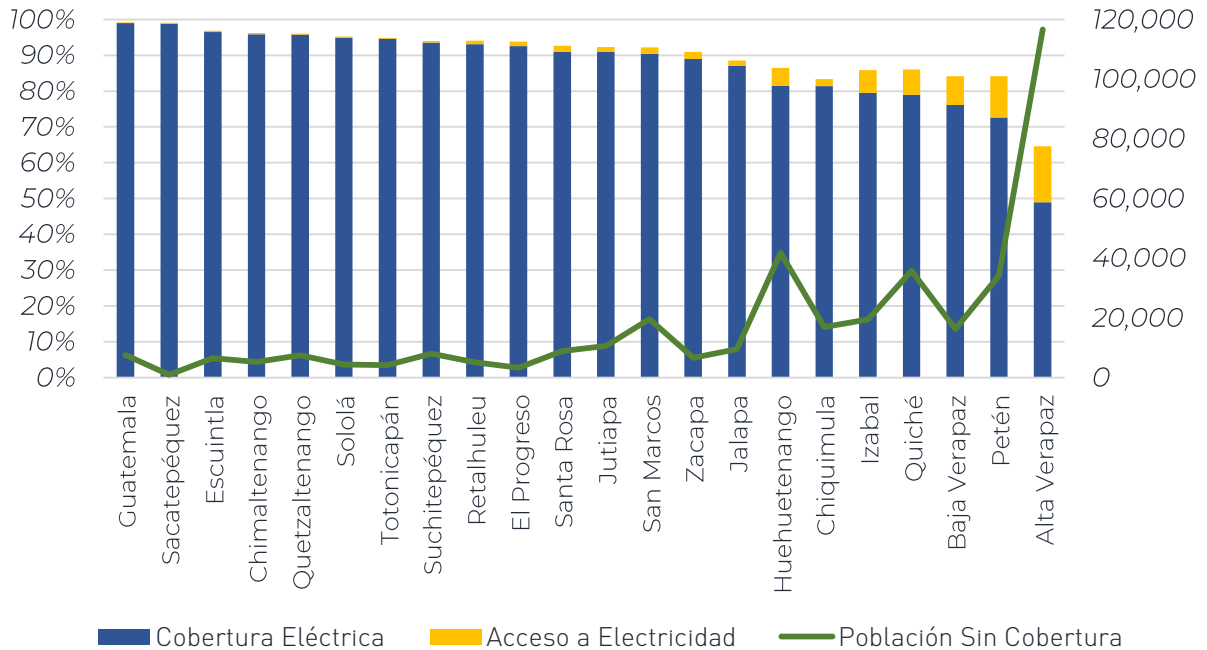


Fuente: Elaboración propia a partir de resultados del Censo 2018.

2.5. COBERTURA ELÉCTRICA POR DEPARTAMENTO

La Gráfica 24 presenta los índices de cobertura y acceso a la electricidad por cada departamento del país y la cantidad de usuarios sin electrificar como eje secundario. Alta Verapaz presenta el índice más bajo en cuanto a acceso a la electricidad, siendo este de 64.61%. En el otro extremo, Guatemala es el departamento con mayor cobertura eléctrica, alcanzado más del 99%. Puede observarse que el volumen de usuarios sin suministro es considerablemente superior en el departamento de Alta Verapaz.

Gráfica 24: Índice de acceso y cantidad de usuarios sin suministro por departamento.

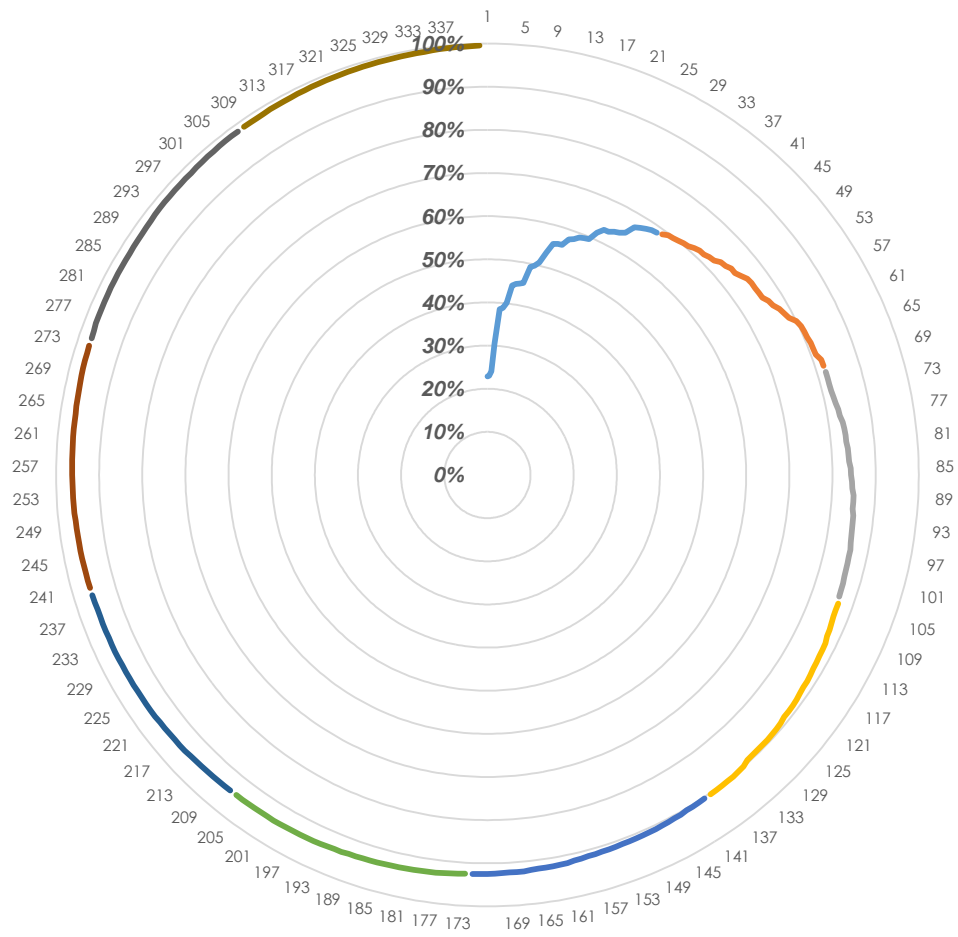


Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

2.6. COBERTURA ELÉCTRICA POR MUNICIPIO

Guatemala cuenta con 340 municipios distribuidos sobre los 22 departamentos. En la Gráfica 25 se presenta la distribución de los índices de cobertura eléctrica de cada municipio ordenados de forma ascendente y separados por deciles, esto permite tener una apreciación visual simplificada de la distribución y ubicación de los índices de cobertura eléctrica de los municipios. A partir de esta gráfica puede inferirse que el 10% de los municipios con menor índice tienen una cobertura inferior al 68.58% y que más del 50% de los municipios tiene un índice de cobertura mayor del 92.46%.

Gráfica 25: Índice de cobertura eléctrica por municipio.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Tabla 3: Índice de cobertura eléctrica por deciles.

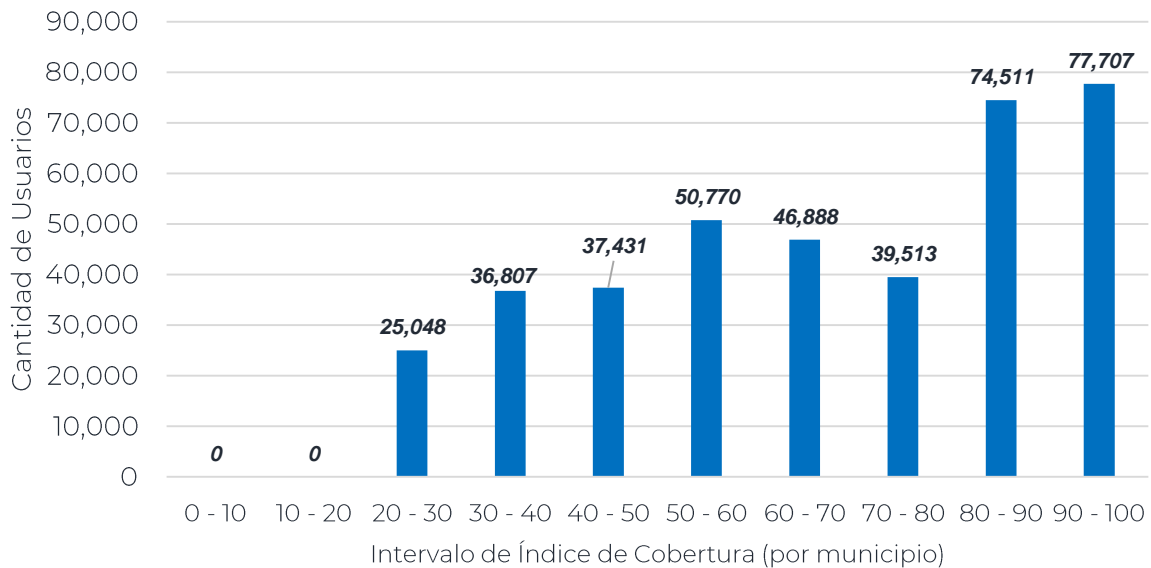
D1	68.90 %
D2	81.94 %
D2	86.29 %
D4	90.30 %
D5	92.53 %
D6	94.30 %
D7	95.73 %
D8	97.07 %
D9	98.44 %
D10	99.58 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

2.7.USUARIOS SIN SUMINISTRO

Un aspecto importante por considerar es la distribución de los usuarios sin suministro eléctrico, cuyo análisis puede apoyarse en la Gráfica 26, de la que puede determinarse que el 77.53% de los usuarios sin cobertura eléctrica se encuentran distribuidos en municipios con índices de cobertura menor al 90% y el resto de los usuarios se distribuyen sobre los municipios con índices de cobertura superior al 90%.

Gráfica 26: Cantidad de usuarios sin cobertura eléctrica.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Es importante mencionar que los proyectos de electrificación ejecutados anteriormente fueron desarrollados en ubicaciones con aptitudes económicamente factibles y con proyecciones sostenibles del proyecto.

Esto tiene una implicación importante en la consecución del acceso al servicio eléctrico de los usuarios sin suministro, dado que existen comunidades con características técnicas y económicas que dificultan la ejecución de proyectos de electrificación por lo que su desarrollo futuro debe de ser conformado integralmente, facilitando los mecanismos de financiamiento necesarios para la ampliación del índice de cobertura.

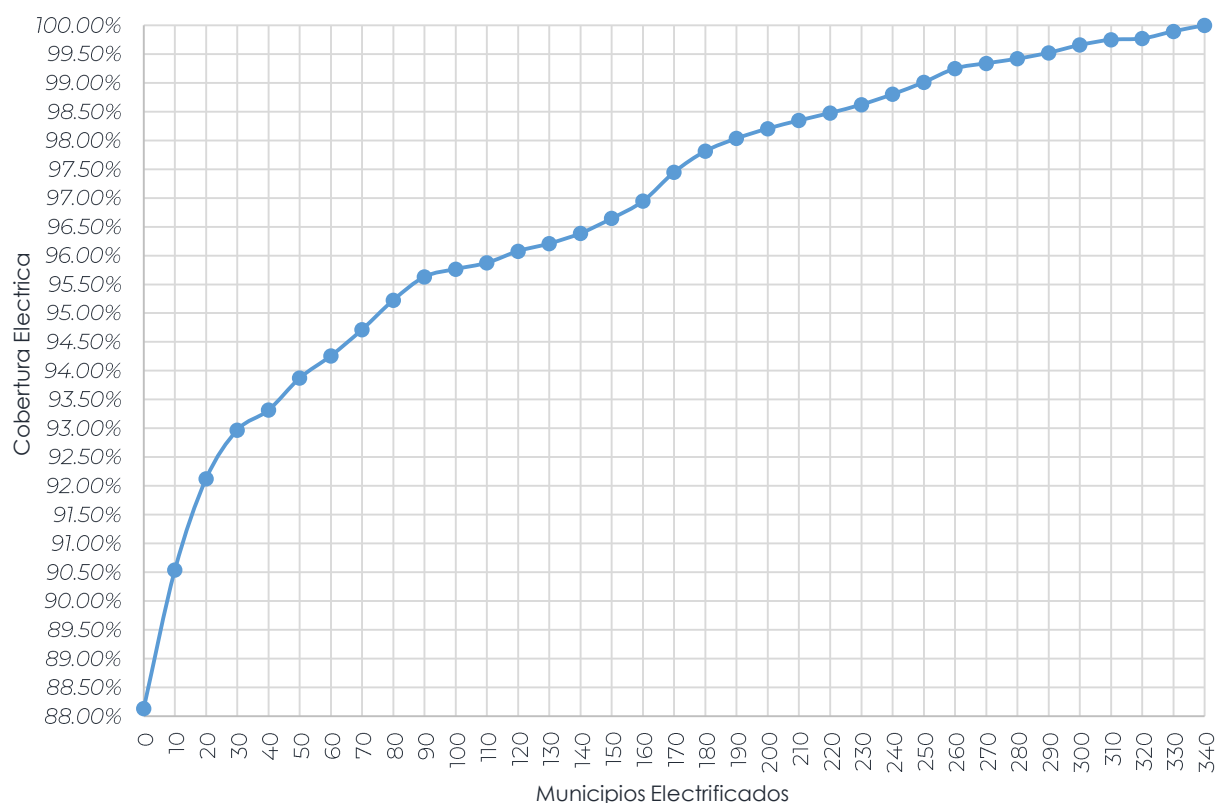
2.8.IMPACTO DE LA ELECTRIFICACIÓN

A continuación, se evalúa el impacto de la electrificación respetando lo establecido en el inciso 3.2 de este mismo plan.

Puede estimarse que electrificando los 20 municipios priorizados en el ranking del inciso 3.2 se aumenta en aproximadamente 3.47% el índice de cobertura eléctrica.

En la Gráfica 27, se describe la evolución del índice de cobertura conforme se brinda el acceso a la electricidad de cada municipio.

Gráfica 27: Impacto de la electrificación por municipios.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

2.9.PROYECTOS HISTÓRICOS DE ELECTRIFICACIÓN

Durante el periodo de 1998 hasta el año 2018, el Instituto Nacional de Electrificación ha invertido Q. 1,423.87 Millones, en proyectos de electrificación, estos proyectos fueron divididos en 3 formas de financiamiento.

- ✓ Inversión en el Plan de Electrificación Rural: Fue financiado a través del fideicomiso de administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente, fondos que provinieron de la venta de las Distribuidoras del INDE, Fondos Propios y Préstamo BID.
- ✓ Inversión sistemas aislados: Préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo.

- ✓ Inversión Plan Institucional: Fondos propios de la institución, asimismo, aportes de estado (a partir del año 2017).

Estas inversiones pueden observarse desglosadas por año y por tipo de inversión, en la Tabla 4.

Tabla 4: Inversión y usuarios beneficiados de proyectos de electrificación.

Año	PER		Sistemas Aislados		Plan Institucional	
	Usuarios	Inversión [Q]	Usuarios	Inversión [Q]	Usuarios	Inversión [Q]
1998					717	Q 2,566,547.00
1999	703	Q 3,317,539.10			5,400	Q 19,329,646.00
2000	87,038	Q 382,897,810.22			1,776	Q 6,357,306.00
2001	16,487	Q 78,042,169.26			289	Q 1,034,494.00
2002	42,176	Q 199,774,135.11			1,892	Q 6,772,535.00
2003	25,010	Q 126,719,312.28			4,690	Q 16,788,155.00
2004	12,742	Q 63,737,793.75			4,677	Q 16,741,621.00
2005	1,703	Q 8,689,279.48			2,010	Q 7,194,924.00
2006	734	Q 3,363,357.33			605	Q 2,165,636.00
2007	5,145	Q 26,204,294.53			880	Q 3,150,016.00
2008	10,357	Q 58,762,031.05			360	Q 1,288,643.00
2009	4,483	Q 26,603,631.40			233	Q 834,038.00
2010	5,848	Q 35,926,224.81			280	Q 1,002,278.00
2011	7,745	Q 47,471,251.51			493	Q 1,764,725.00
2012	9,335	Q 60,646,846.55			95	Q 340,059.00
2013	8,909	Q 59,093,230.60			657	Q 2,351,774.00
2014	3,993	Q 26,591,368.04	335	Q 3,203,536.57	866	Q 3,099,902.00
2015	10,465	Q 75,867,232.95	3,045	Q 25,786,898.04	282	Q 1,009,437.00
2016					175	Q 1,516,250.00
2017					198	Q 2,816,930.00
2018					1,385	Q 13,047,444.00
Total	252,873	Q1,283,707,507.97	3,380	Q 28,990,434.61	27,960	Q 111,172,360.00

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación.

Durante los anteriores 20 años, como se muestra en la Tabla 5, se han logrado beneficiar a 284 mil usuarios con proyectos de electrificación, invirtiendo un total de 1,423 Millones de Quetzales.

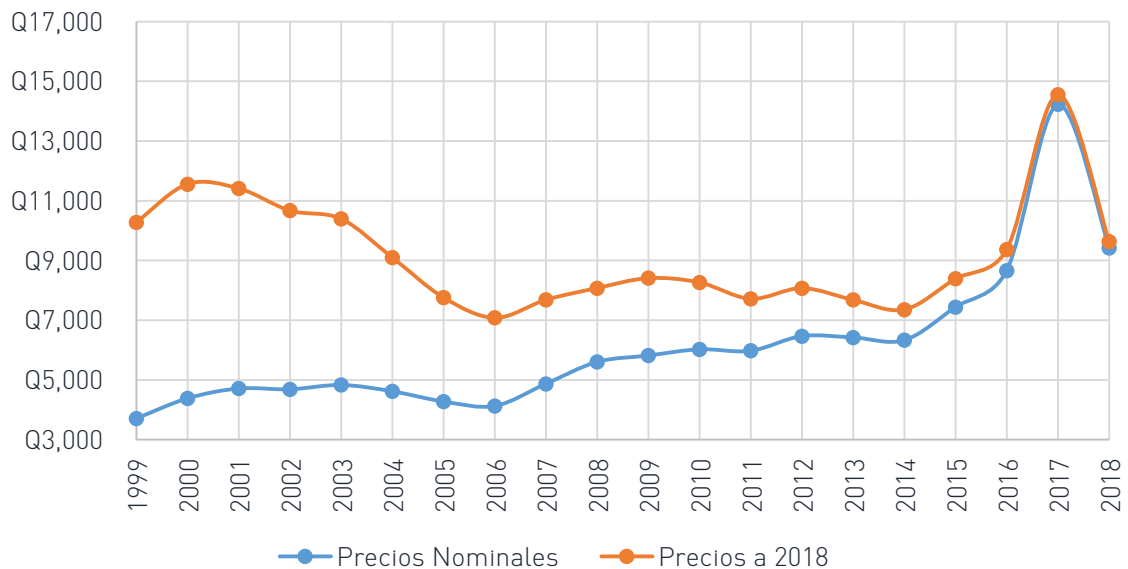
Tabla 5: Usuarios, comunidades e inversión anual en proyectos de electrificación.

Año	Comunidades Beneficiadas	Usuarios Totales	Inversión Total [Q]
1998	8	717	Q 2,566,547.00
1999	76	6,103	Q 22,647,185.10
2000	418	88,814	Q 389,255,116.22
2001	483	16,776	Q 79,076,663.26
2002	446	44,068	Q 206,546,670.11
2003	347	29,700	Q 143,507,467.28
2004	238	17,419	Q 80,479,414.75
2005	43	3,713	Q 15,884,203.48
2006	21	1,339	Q 5,528,993.33
2007	98	6,025	Q 29,354,310.53
2008	129	10,717	Q 60,050,674.05
2009	55	4,716	Q 27,437,669.40
2010	78	6,128	Q 36,928,502.81
2011	74	8,238	Q 49,235,976.51
2012	145	9,430	Q 60,986,905.55
2013	163	9,566	Q 61,445,004.60
2014	94	5,194	Q 32,894,806.61
2015	117	13,792	Q 102,663,567.99
2016	3	175	Q 1,516,250.00
2017	5	198	Q 2,816,930.00
2018	20	1,385	Q 13,047,444.00
Total	3,061	284,213	Q 1,423,870,302.58

Fuente: Instituto Nacional de electrificación.

Algo notable en el mejoramiento de la cobertura eléctrica, puede observarse en la Gráfica 28, donde se observa un incremento en el costo medio de electrificación por usuario, conforme se abarca una mayor cobertura eléctrica.

Gráfica 28: Costo medio invertido para electrificar un usuario.



Fuente: Elaboración Propia, Instituto Nacional de Electrificación.

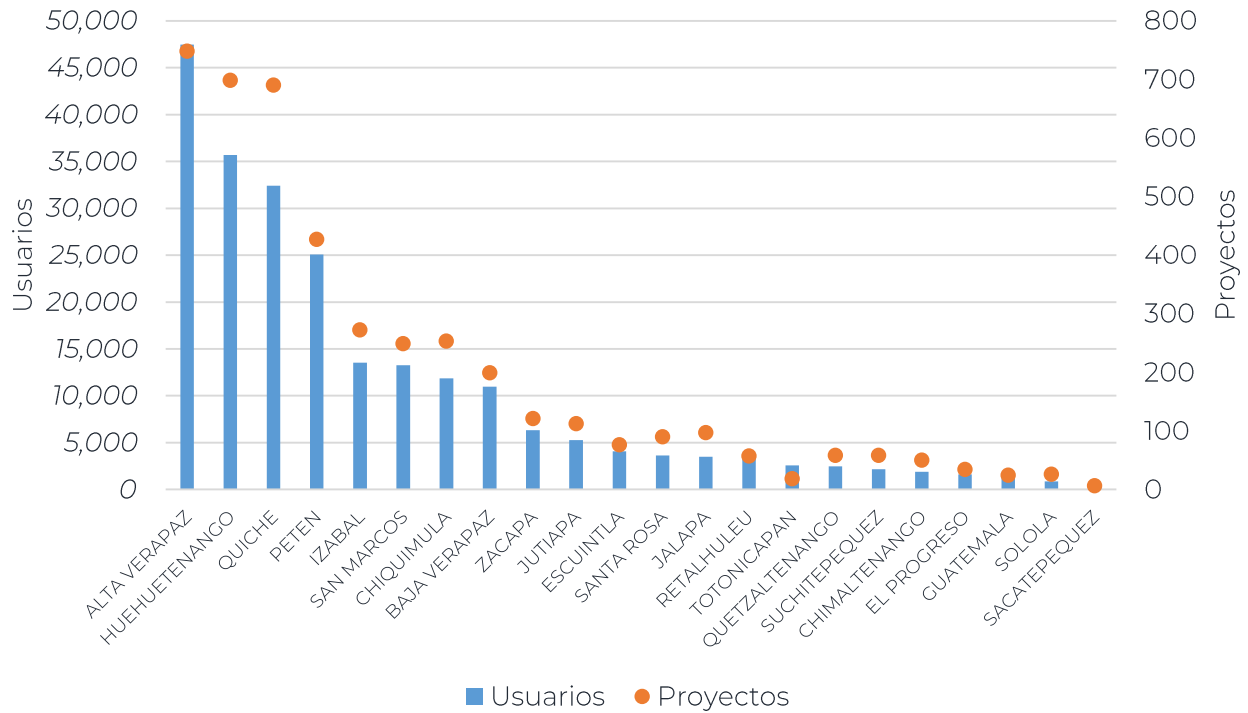
La información presentada en esta sección es un reflejo de las inversiones y ejecución de proyectos que ha realizado el INDE por medio de la Gerencia de Electrificación Rural y Obras, la cual se presenta en este Plan de forma referencial, ya que los costos de inversión relacionados con la infraestructura necesaria deben definirse de forma detallada previo a la solicitud de recursos del Presupuesto General de la Nación.

2.10. CARTERA DE INVERSIONES

El INDE posee una cartera de proyectos evaluados desde 1999, cada proyecto se organiza según la aldea y municipio al que pertenece; y cada uno engloba una cantidad de usuarios que van desde unos pocos hasta 720 usuarios por proyecto, este último es en la aldea el Pajom de San Mateo Ixtatan, Huehuetenango.

La Gráfica 29 ilustra, de forma descendente y por departamento, la cantidad de usuarios que se han identificado por medio del INDE para los proyectos en cartera. Los primeros diez departamentos engloban cerca de un 88% de los usuarios identificados, lo cual suma 3,769 proyectos. El departamento con la mayor cantidad de usuarios identificados para electrificar es Alta Verapaz, con una participación del 20.7%; en proyectos representa un 17.1%.

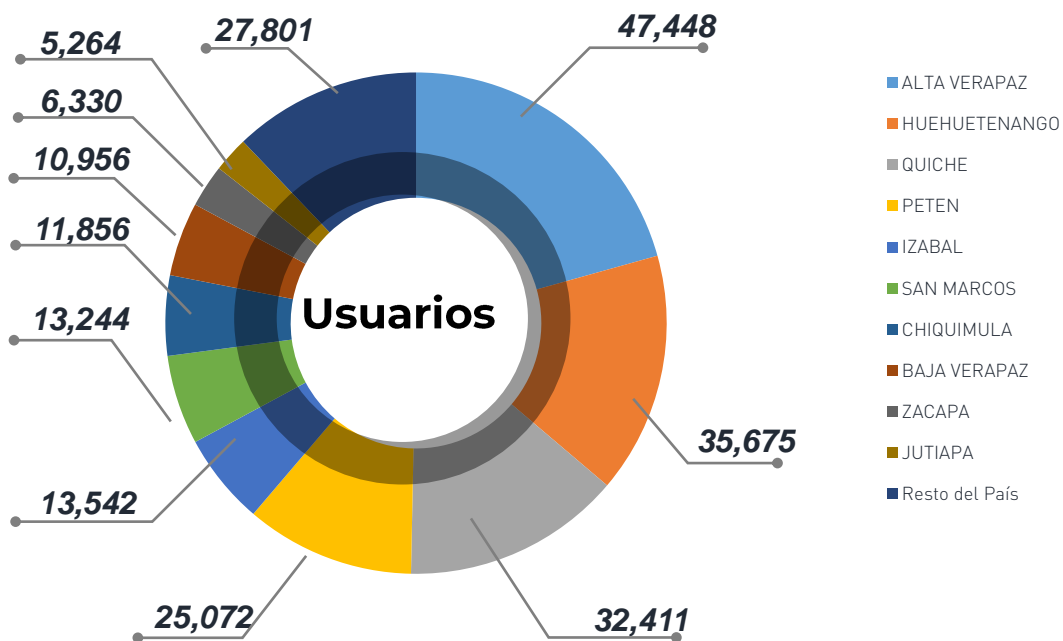
Gráfica 29: Usuarios y Proyectos identificados por departamento.



Fuente: INDE, Gerencia de Electrificación Rural y Obras.

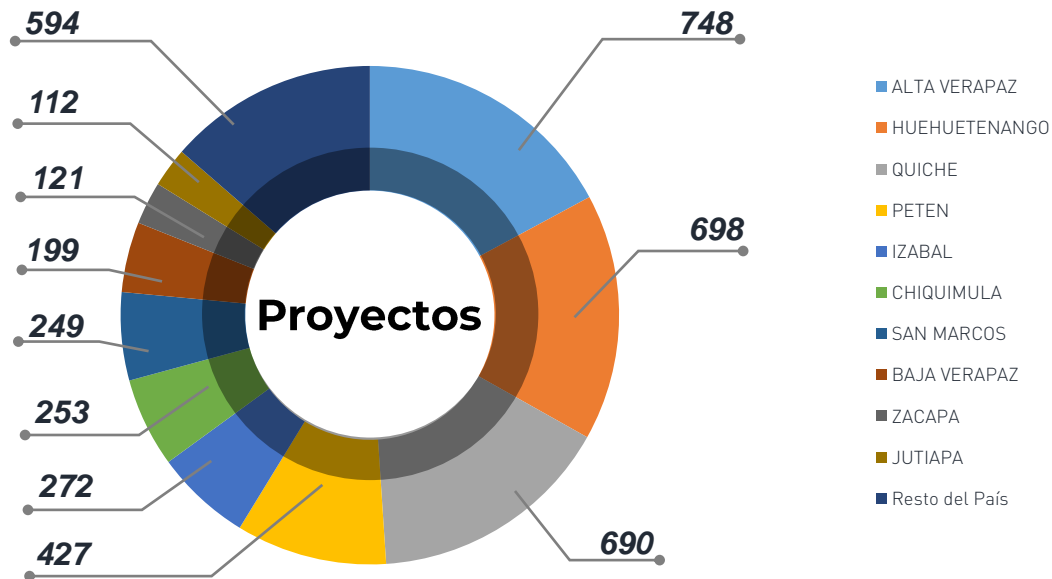
La Gráfica 30 y 31 permiten identificar la distribución de los proyectos en cartera y el alcance de usuarios a electrificar, algunos departamentos en contraste con otros, por ejemplo, Alta Verapaz, Huehuetenango y Quiché son los departamentos que resaltan en cantidad de usuarios identificados, luego siguen por ejemplo Petén, Izabal y San Marcos. Algunos departamentos como Sacatepéquez, Sololá, Totonicapán, y Guatemala, cuentan con menos de 100 proyectos identificados. Existen al menos 60 proyectos en la cartera de inversiones que beneficiarían no más de 10 usuarios, a diferencia del mencionado proyecto en Aldea Pajom que beneficiaría 720 usuarios con un solo proyecto.

Gráfica 30: Usuarios identificados en la cartera de proyectos del INDE, por departamento.



Fuente: INDE, Gerencia de Electrificación Rural y Obras.

Gráfica 31: Proyectos identificados del INDE, por departamento.

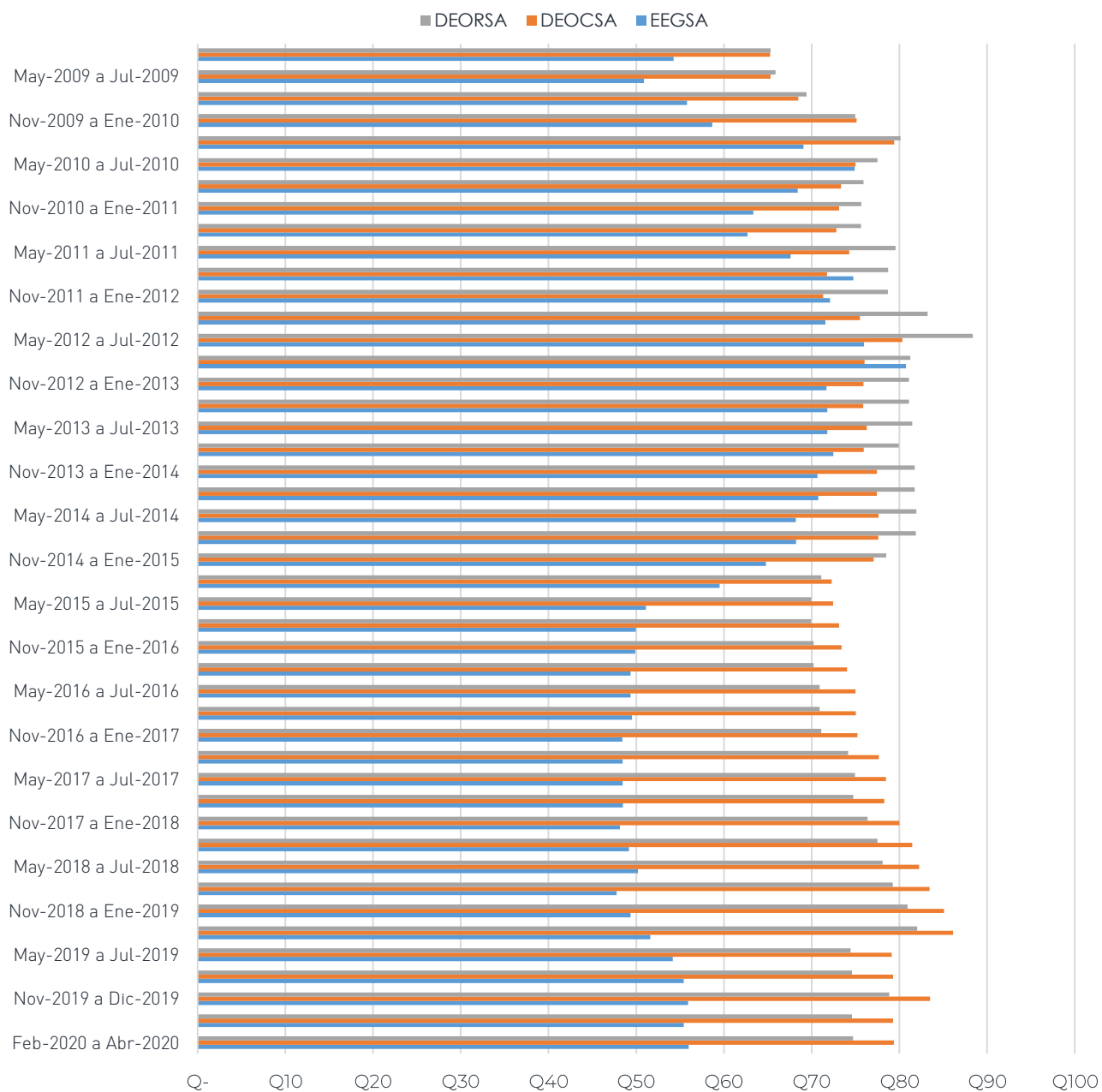


Fuente: INDE, Gerencia de Electrificación Rural y Obras.

2.11. COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Desde el año 2012 hasta la actualidad se ha logrado reducir la tarifa considerablemente, como se muestra en la Gráfica 32 donde se simula la factura eléctrica con un consumo de 30 kWh.

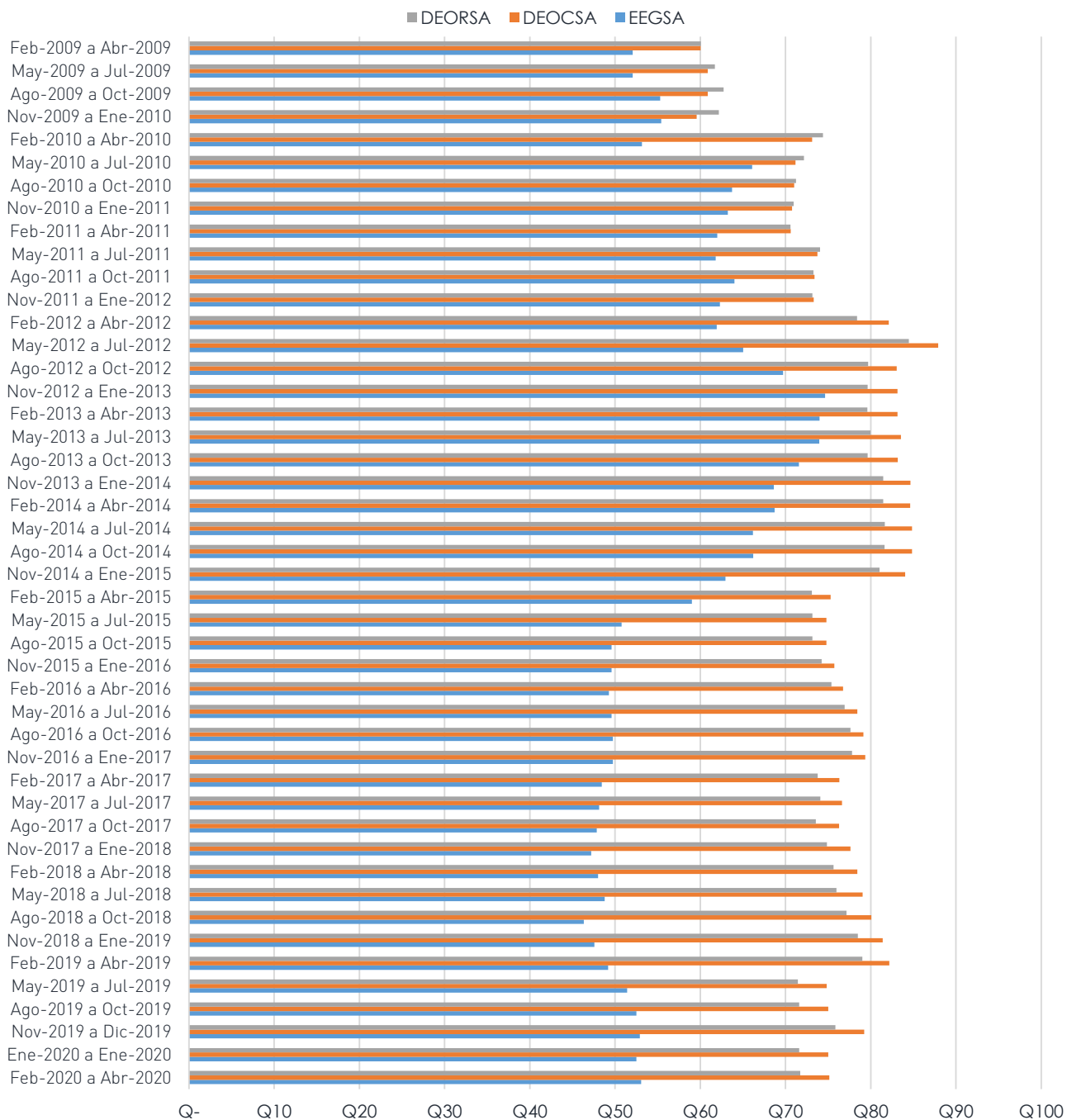
Gráfica 32: Simulación del costo de la factura eléctrica para Baja Tensión Simple.



Fuente: Elaboración Propia, con datos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

De la misma manera, en la Gráfica 33 y al simular la tarifa social a 30 kWh, obtenemos los siguientes resultados.

Gráfica 33: Simulación del costo de la factura eléctrica para la Tarifa social.

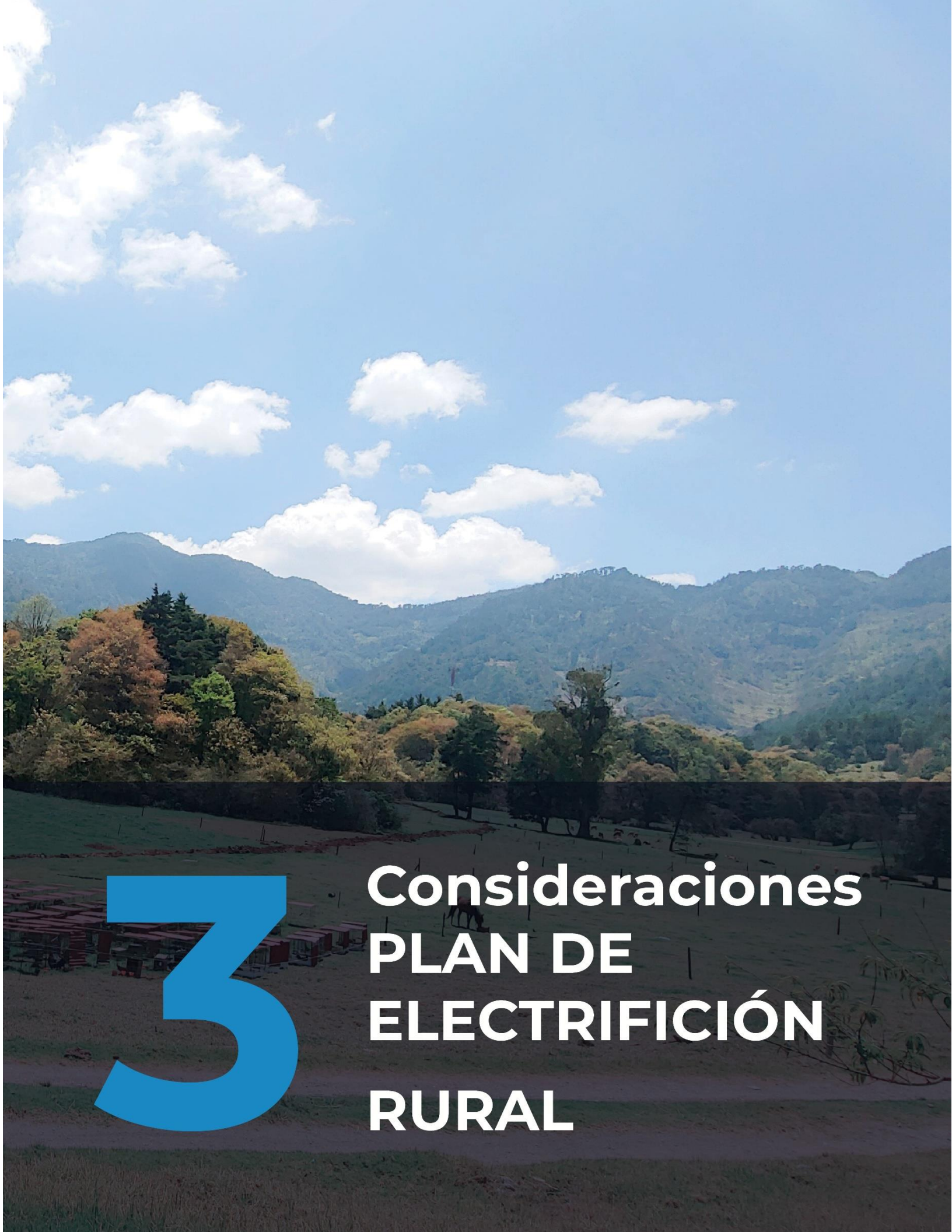


Fuente: Elaboración Propia, con datos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

A scenic view of a rural landscape. In the foreground, there is a green field with a fence line. In the middle ground, there are trees and a small cluster of buildings. In the background, there are rolling green mountains under a blue sky with scattered white clouds.

Perspectiva del Plan Indicativo de Electrificación Rural

SECCIÓN 2



3

**Consideraciones
PLAN DE
ELECTRIFICACIÓN
RURAL**

3. CONSIDERACIONES DEL PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

En la elaboración de la estrategia del plan de electrificación, se consideraron una serie de premisas así como la elaboración de una metodología que permita focalizar los recursos institucionales en alivianar la situación de 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.
- ✓ Apoyo en el 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.

3.1. PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

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 nos permitirían determinar donde concentrar los esfuerzos institucionales.

- ✓ **ACCESO A LOS SISTEMAS TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

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 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.

3.2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA PRIORIDAD DE LOS PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

El Ministerio 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.

Estos puntos serán institucionalizados en la Ilustración 15.

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

Tabla 6: 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: Elaboración propia.

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.

$$I_j = P_i * \frac{I_{Vmax} - I_{real}}{I_{Vmax} - I_{Vmin}}$$

O la siguiente ecuación para las variables donde se prioriza los valores descendentes:

$$I_j = P_i * \frac{I_{Vmin} - I_{real}}{I_{Vmin} - I_{Vmax}}$$

- I_j: Indicador ajustado.
- P_i: Peso del indicador.
- I_{Vmax}: Indicador máximo del país.
- I_{Vmin}: Indicador mínimo del país.
- I_{real}: Indicador del municipio.

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 6, también en la sección de anexos de este documento se encontrará el listado completo de municipios.

Tabla 7: Municipios priorizados.

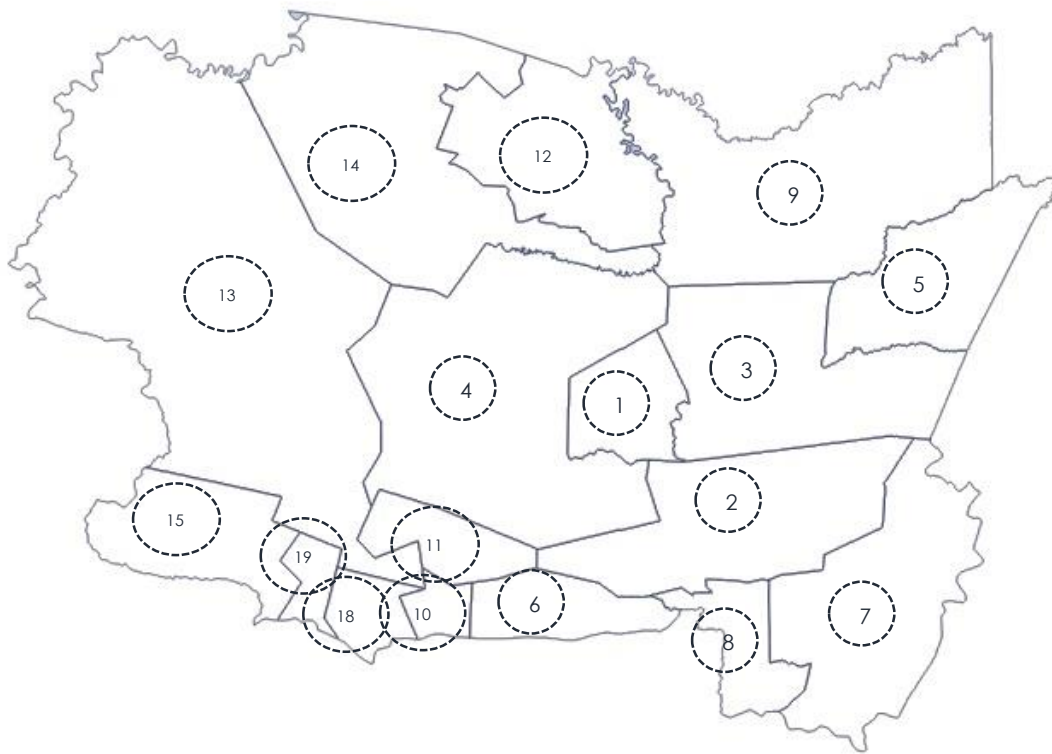
No.	Departamento	Municipio	Cobertura Eléctrica Acumulada	Usuarios Sin Cobertura	Inversión Estimada ¹ [USD]
1	Alta Verapaz	San Agustín Lanquín	88.23%	3,372	\$ 5,867,724
2	Alta Verapaz	Senahú	88.62%	12,784	\$ 22,245,842
3	Alta Verapaz	Santa María Cahabón	88.90%	8,892	\$ 15,473,250
4	Alta Verapaz	San Pedro 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: Elaboración propia.

¹ Asumiendo un precio de Q 13,225.00 que corresponde a la construcción de líneas monofásicas, proporcionada por el INDE.

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.

Mapa 1: Ubicación priorizada de los municipios de Alta Verapaz.



Fuente: Elaboración propia, UPEM.

3.3. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA NO SUMINISTRADA

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 8: 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 8, 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.

3.3.1. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La energía no suministrada representa una oportunidad de flujo económico atractivo para la industria energética, además de las nuevas posibilidades de desarrollo comunitario para los usuarios conectados.

La Tabla 9, representa la estimación del costo de la energía no suministrada en un año para cada departamento, en millones de quetzales; la estimación del costo total de la energía no suministrada en el país asciende a 5,856.68 Millones de quetzales, en moneda corriente.

Tabla 9: Estimación del costo de la energía no suministrada por departamento.

Departamento	Millones de GTQ	Departamento	Millones de GTQ
Alta Verapaz	Q 1,792.04	Jalapa	Q 146.33
Petén	Q 562.16	Santa Rosa	Q 136.06
Huehuetenango	Q 525.94	Suchitepéquez	Q 122.50
Quiché	Q 458.17	Zacapa	Q 100.81
Izabal	Q 298.62	Quetzaltenango	Q 95.28
Chiquimula	Q 260.07	Chimaltenango	Q 66.92
Baja Verapaz	Q 249.19	Retalhuleu	Q 64.86
San Marcos	Q 248.30	Totonicapán	Q 64.19
Guatemala	Q 200.52	Sololá	Q 55.72
Escuintla	Q 171.45	El Progreso	Q 50.54
Jutiapa	Q 162.90	Sacatepéquez	Q 24.14

Fuente: Elaboración propia, con información del Administrador del Mercado Mayorista



La Tabla 10, representa los diez municipios con mayores proporciones de energía y potencia no suministradas, siendo estos de la zona norte del país.

Tabla 10: Estimaciones de energía y potencia no suministradas por municipios, y precios de la energía no suministrada en un año.

No.	Municipio	Energía no suministrada en un año (GWh)	Potencia no suministrada (MW)	Precio de la energía no suministrada (Millones de GTQ)
1	San Pedro Carchá	91.40	5.86	Q 408.92
2	Cobán	62.61	4.01	Q 280.11
3	Senahú	43.88	2.81	Q 196.31
4	Santa María Cahabón	30.52	1.96	Q 136.55
5	Panzós	26.82	1.71	Q 119.99
6	El Estor	23.89	1.53	Q 106.86
7	Fray Bartolomé de Las Casas	23.78	1.52	Q 106.40
8	Purulhá	22.95	1.47	Q 102.66
9	Sayaxché	21.01	1.35	Q 94.01
10	Chisec	20.82	1.33	Q 93.15
11	Demás municipios	941.42	65.28	Q 4,211.71

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

3.4. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE ELECTRIFICACIÓN

Con base a la información histórica proporcionada por la Gerencia de Electrificación Rural y Obras del INDE reflejada en las Tablas 4 y 5 del presente Plan, se puede realizar una estimación de los costos de electrificación, evidentemente esta estimación puede ser distinta de los valores reales, pero puede permitirnos tener una idea general del monto de inversión necesaria.

Considerando las metas preestablecidas en la Política General de Gobierno 2020 – 2024, Política Energética 2013 – 2027, así como en la Política de Electrificación Rural 2018 – 2032 y los ODS, se ha realizado una estimación del mínimo de inversión necesaria por año, que permitiría cumplir cada uno de los siguientes objetivos.

Tabla 11: Inversión mínima estimada por año.

	Año	Número de Familias	Cobertura Eléctrica	Meta de Cobertura Eléctrica	Tasa de Crecimiento Poblacional	Meta de usuarios a electrificar	Inversión Estimada USD
	2018	3,275,931	2,887,256	88.14%	1.61%		
	2019	3,327,449	2,968,362	89.21%	1.57%	29,588	\$ 51,487,442
	2020	3,378,412	3,050,073	90.28%	1.53%	30,748	\$ 53,504,982
	2021	3,428,795	3,132,348	91.35%	1.49%	31,891	\$ 55,495,211
	2022	3,478,523	3,215,097	92.43%	1.45%	33,022	\$ 57,462,965
Política General de Gobierno 2020 - 2023	2023	3,527,530	3,298,240	93.50%	1.41%	34,136	\$ 59,401,279
	2024	3,575,766	3,356,750	93.88%	1.37%	10,274	\$ 17,877,676
	2025	3,623,196	3,414,863	94.25%	1.33%	10,682	\$ 18,587,877
Política Energética 2013 - 2027	2026	3,669,802	3,472,550	94.63%	1.29%	11,082	\$ 19,284,020
	2027	3,715,573	3,529,794	95.00%	1.25%	11,473	\$ 19,964,909
	2028	3,760,505	3,622,620	96.33%	1.21%	47,893	\$ 83,340,897
OD's	2029	3,804,610	3,715,836	97.67%	1.17%	49,111	\$ 85,459,545
	2030	3,847,895	3,809,416	99.00%	1.14%	50,295	\$ 87,520,395
Katun 2032	2031	3,890,378	3,868,981	99.45%	1.10%	17,082	\$ 29,724,714
	2032	3,932,073	3,928,141	99.90%	1.07%	17,465	\$ 30,391,406

Fuente: Elaboración propia, con información del INDE.

La inversión plasmada en Tabla 11, no incluye adecuaciones y ampliaciones de red de alta tensión, por lo que puede considerarse que dichos montos, es lo mínimo que se debe de invertir para alcanzar las metas propuestas.

3.5. PROCESOS DE ELECTRIFICACIÓN RECONOCIDOS

A continuación, se describen los distintos métodos de electrificación, estos se encuentran compuestos de la siguiente manera.

3.5.1. MARCO LEGAL PARA MICRORREDES

En Guatemala, la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96) indica sobre la separación de funciones en la actividad eléctrica en el Artículo 7, sin embargo, también se establece que los adjudicatarios de servicios de distribución final, podrán ser propietarios de centrales de generación de hasta 5 MW sin perjuicio de lo anterior. Además, las empresas con potencias de generación instalada de hasta 5 MW podrán realizar las actividades eléctricas de distribución sin necesidad de la separación de funciones. En el caso de las empresas eléctricas municipales, no es necesario realizar la separación de funciones de generación y distribución salvo si se trata de inversiones con recursos no municipales.

Este artículo establece que las empresas de electricidad no pueden operar a través de monopolios, donde la actividad de generación, transporte y distribución se realiza a través de diferentes



empresas y cada empresa debe responder de acuerdo con el marco regulatorio que le compete. En el caso de las empresas de distribución, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica establece una tarifa la cual incluye el pago por este servicio, además del pago por la generación y el transporte de electricidad. Sin embargo, la ley también establece que las empresas de distribución pueden invertir en centrales de generación de pequeña escala, si lo necesitan, y las empresas de generación (hasta 5 MW) pueden proveer el servicio de distribución. En el caso de las microrredes, ya sea aisladas o conectadas a la red de distribución, las centrales de generación que abastecen a las mismas son consideradas micro centrales ya que no superan este límite.

3.5.2. ASPECTOS TÉCNICOS DE MICRORREDES

Las microrredes son instalaciones operadas comercialmente para diversas aplicaciones, desde suministrar electricidad a comunidades remotas, redes aisladas, soporte a la red de distribución, y centros de investigación industrial. Es el resultado tecnológico de una serie de oportunidades con redes de distribución y en generación de electricidad por medios renovables, además de prioridades económicas debido a la volatilidad de los precios de productos derivados del petróleo y las consideraciones ambientales relacionadas a la emisión de gases de efecto invernadero.

En un sistema eléctrico de potencia, existe un balance entre la demanda y la generación que se realiza con normativas de coordinación de operación para garantizar la calidad del suministro, esta coordinación del sistema se realiza en Guatemala por medio del AMM, administrando el sistema de transporte entre centrales de generación y nodos de demanda para Grandes Usuarios o Distribuidoras. A nivel de redes de distribución, las empresas autorizadas para brindar el servicio en Guatemala poseen su propia unidad encargada de administrar la red que les corresponde.

Las microrredes son sistemas eléctricos útiles para administrar una red de pocos kilómetros, en la cual se integran centrales de generación de pequeña escala, estas son operadas o administradas por equipos de control automáticos (sistemas de gestión de microrredes), pueden poseer sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y también pueden operar de forma aislada de la red nacional.

3.5.3. MICROREDES AISLADAS

Se considera como un sistema aislado a una red eléctrica de corto alcance, la cual interconecta directamente sistemas de generación a cargas eléctricas puntuales. Este tipo de sistemas cuenta con un control centralizado de despacho, transporte y suministro de energía eléctrica, según sea el caso, no se seccionan los sistemas de control como sucede en el SNI.

Ilustración 16: Esquema básico de abastecimiento de energía.



Fuente: Elaboración Propia.

Las microrredes aisladas poseen beneficios socioambientales, ya que pueden utilizar sistemas de generación a partir de fuentes de energía renovable tales como: solar, eólica e hídrica, incentivando a la población a utilizar la electricidad como una fuente de energía limpia para cubrir necesidades como iluminación y servicios térmicos (i.e. refrigeración, sistemas de aire acondicionado, calefacción).

Es recomendable hacer uso de sistemas de microrredes aisladas cuando una comunidad no electrificada se encuentra sumamente retirada del Sistema Nacional Interconectado, y donde sus condiciones geográficas imposibilitan en el mediano plazo crear expansiones en las redes de transmisión.

Los sistemas de microrredes aisladas que hacen uso de fuentes energía renovable, por lo general deben implementar sistemas de gestión de la energía que utilizan bancos de baterías, los cuales deben garantizar el suministro de tensión y potencia eléctrica y la calidad del suministro. La generación eléctrica que abastece la demanda de la microrred puede provenir de fuentes renovables o no renovables, en el caso de micro hidroeléctricas incluso pueden utilizarse sistemas de represas hídricas para almacenar la energía para su uso según la demanda de la microrred.

3.5.4. MICRORREDES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución en Guatemala cubren extensas áreas rurales, con diversos tipos de demanda siendo su mayoría residencial. En el área urbana, la red de distribución cubre una menor extensión, pero la demanda es mucho mayor, por ejemplo, la demanda máxima entre 18.00 y 21.00 horas de la Ciudad de Guatemala es superior a los 100 MW, mientras que la demanda máxima en ese mismo período de Dolores, Petén, es aproximadamente 0.8 MW. En ambos casos, los guatemaltecos poseen el mismo derecho sobre el servicio de distribución eléctrica que están pagando, y en ambos casos las microrredes pueden ser una solución tecnológica.

La integración de micro y pequeñas centrales de generación en la red ha permitido reducir las pérdidas de energía en las líneas de transporte y distribución, además ha propiciado una mejora de los indicadores de calidad de la tensión y corriente, sin embargo la administración de la red de distribución sigue siendo centralizada y el balance entre suministro y demanda de electricidad se realiza muchas veces interrumpiendo el suministro de circuitos de demanda cuando existen fallas en otros tramos de la red. Las microrredes permiten administrar los circuitos de demanda y la generación conectada en ese circuito, para optimizar y garantizar el suministro de electricidad. Esto refuerza las redes de distribución, reduce las pérdidas y optimiza la administración de extensas redes de distribución.

En el caso de la Ciudad de Guatemala, las microrredes permiten optimizar la gestión de una red con demanda industrial y comercial, al incluir sistemas de almacenamiento de energía es posible reducir los costos de transporte de energía en los períodos de demanda máxima al transportar la electricidad en períodos de demanda mínima. Esto beneficia tanto a los usuarios residenciales como a los agentes generadores.

Es ejemplar el caso en la comunidad indígena de Blue Lake Ranchería, en EE. UU. Esta comunidad fue beneficiada por la Comisión de Energía de California a través del programa EPIC, con la instalación de una microrred, debido a la ubicación geográfica existían desconexiones de la comunidad al resto de la red de distribución de la distribuidora (en California *Pacific Gas & Electric*) debido a desastres naturales, por ejemplo, incendios forestales. La microrred consta de un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías (500 kW, 950 kWh), una micro central



fotovoltaica (420 kW), un generador diésel de respaldo (1 MW), y el sistema de gestión de la microrred. Gracias a la microrred, la comunidad fue declarada por la Cruz Roja como un punto de encuentro en caso de desastres naturales en la Bahía de Humboldt, California.

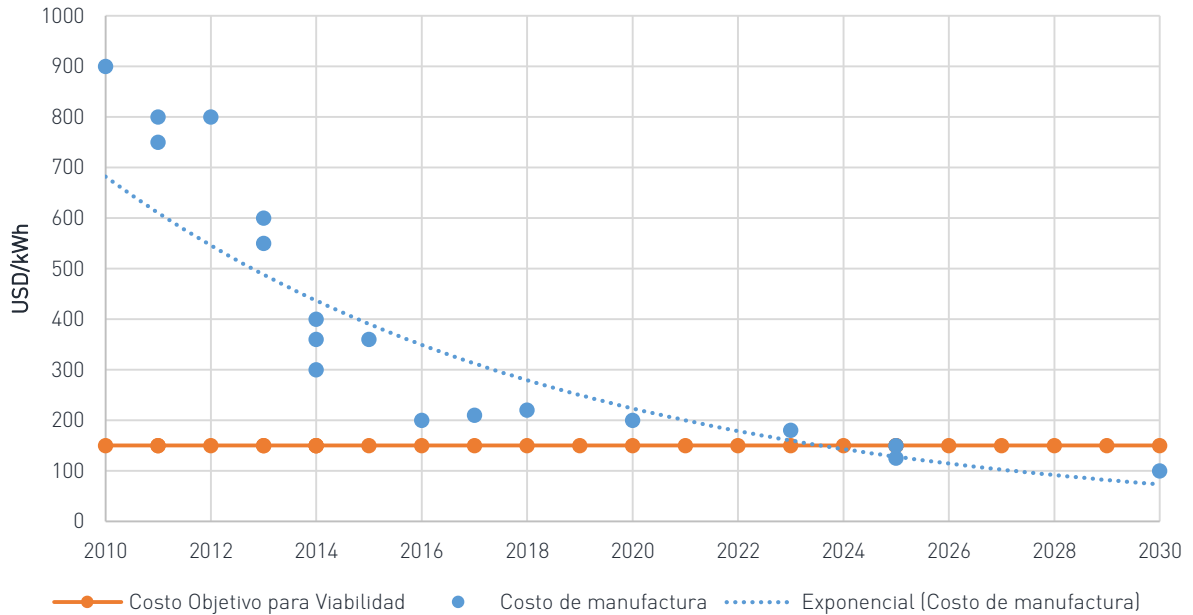
3.5.5. SISTEMA DE GESTIÓN DE MICROREDES

La gestión de una microrred se realiza por medio de controladores electrónicos especializados, conocidos como MGMS (del inglés *microgrid management system*), actualmente todos los proveedores de equipos eléctricos poseen líneas de controladores para gestión de microrredes. Existen proveedores que ofrecen la simulación en computadora de la microrred, software para la gestión remota de la operación, además análisis de datos integrado en el controlador; otros ofrecen un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías, por lo tanto este tipo de MGMS ofrece resiliencia y calidad en el suministro, optimizando los recursos almacenados y los recursos provenientes de la red de distribución o de una central de generación, además se sincronizan automáticamente con la red de distribución a 60 Hz.

Los sistemas de gestión de microrredes pueden poseer relevadores PCC (del inglés *point of common coupling*) cuando son parte de una red de distribución, de esta manera se interconectan entre la microrred y la red principal de distribución y se desconecta de la red durante una caída de tensión. Los operadores pueden operar manualmente una microrred por medio del MGMS para aislarla del sistema en caso de mantenimientos del circuito de distribución o por razones de seguridad. En general, los beneficios de estos sistemas de gestión se resaltan en la resiliencia, calidad de la energía y potencia, y reducción de los impactos ambientales cuando la microrred se encuentra conectada a la red de distribución, además de acceso a electricidad, calidad del suministro y un menor impacto económico y ambiental en el caso de redes aisladas o híbridas.

Un componente de importancia de los sistemas de gestión de microrredes aisladas o híbridas es el sistema de almacenamiento de electricidad, por medio de baterías. El costo de inversión en las baterías es el principal escollo durante el análisis técnico y económico de estos sistemas. El costo de las baterías ha estado reduciéndose desde el año 2010, y se espera que a finales de 2020 exista de forma comercial una batería en el límite de 150 USD/kWh, esto es necesario para hacer competitiva esta tecnología. La Gráfica 35 ilustra la tendencia histórica y la proyección hasta 2030.

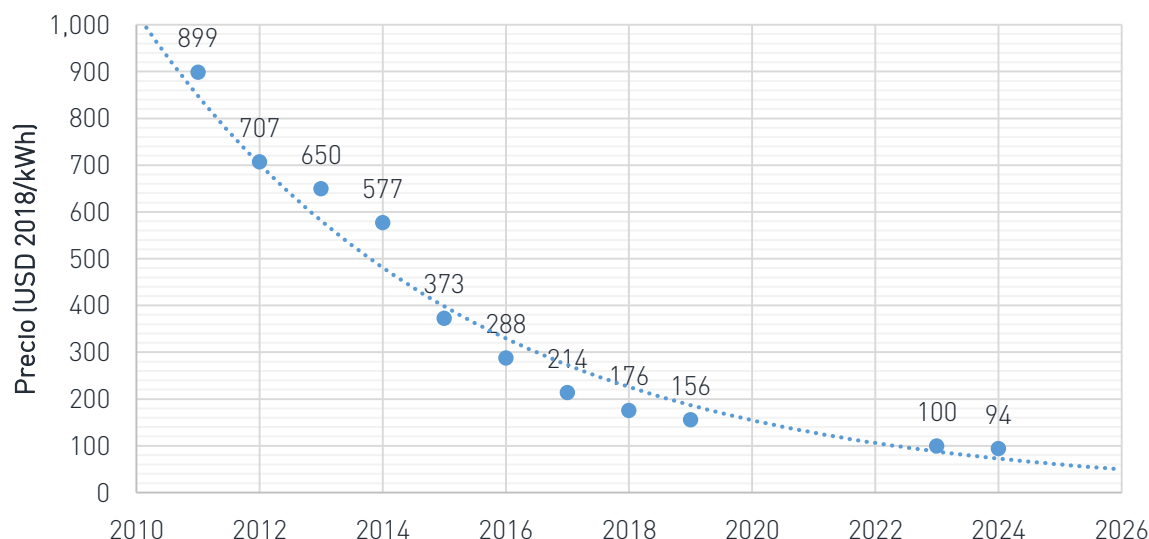
Gráfica 34: Referencia de costos de manufactura de baterías.



Fuente: Union of Concerned Scientists, Political briefs 2017.

La empresa de información Bloomberg New Energy Finance (BNEF) realiza de forma anual una encuesta y análisis de mercado relativo al precio de las baterías de iones de litio. Debido a la inversión en vehículos eléctricos (de carga, pasajeros, buses, etc.) los precios se han reducido de forma anual en promedio 21%, además los precios de los metales necesarios, i.e. litio, cobalto y níquel, afectarían el precio a futuro solamente en un incremento del 18.8% por níquel, 2.4% por cobalto y 5.6% por litio, por lo tanto en el peor escenario la tendencia de los precios de baterías sería 26.8% mayor de lo pronosticado. La figura 3 presenta la información resultado de la investigación de mercado hecho por BNEF, la cual refleja el precio de almacenar electricidad en baterías en el mercado mundial al año 2018 con la tendencia hasta el año 2026.

Gráfica 35: Análisis del mercado mundial de baterías eléctricas.



Fuente: Bloomberg NEF, 5 de marzo 2019.

En síntesis, el costo de inversión para utilizar sistemas de almacenamiento de electricidad por baterías ya no es un impedimento ni una desventaja al implementar sistemas de gestión de microrredes, por lo tanto, la solución tecnológica relacionada con microrredes aisladas debe evaluarse debido a la probable viabilidad.

Es remarcable el caso de dos empresas, entre muchas otras, que han invertido en microrredes aisladas en especial para electrificación rural. Estos casos son de Siemens en Etiopía, un país con un nivel de ingresos mucho menores que los de Guatemala, y General Electric en India. En el caso de Etiopía, existe una Comisión de Inversión encargada de resolver los desafíos del sector energético y de infraestructura de dicho país, cabe mencionar que hasta abril de 2019 un 56% de la población de Etiopía no posee acceso a electricidad. El Plan de dicho gobierno posee la ambiciosa meta de lograr un 100% de acceso a electricidad para el año 2025, y para el cumplimiento de dicha meta han firmado memorandos de entendimiento con diversas entidades privadas o internacionales de cooperación para asistencia técnica a través de la expansión de la red de distribución o soluciones con sistemas aislados, que pueden ser microrredes para comunidades o sistemas en isla para centros industriales; es en este Plan del gobierno de Etiopía que se acuerda la cooperación con Siemens.

En el caso de General Electric, una de las empresas más grandes del mundo con inversiones en aeronáutica, energía nuclear, equipos eléctricos, entre otros, esta ha invertido en tecnologías eficientes para involucrarse en el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7: acceso universal a la energía. La solución que han provisto a comunidades en Nepal e India han sido módulos instalados dentro de contenedores de 20 pies, listos para su uso (en inglés plug-and-play) los cuales proveen 15 kW de potencia por medio de un conjunto de paneles solares (15 kW pico), baterías con capacidad de 100 Ah, y un generador diésel de 18.75 kVA. Estas micro centrales de generación se conectan con la microrred y tienen integrado el MGMS, por lo tanto, el costo de la microrred es reducido al integrar muchos de los componentes necesarios para una microrred. General Electric ofrece contenedores de 30, 40 y 250 kW con los parámetros adecuados según cada potencia.

3.5.6. GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA MICRORREDES

La generación eléctrica necesaria para una microrred puede cumplir con dos funciones:

- 💡 Respaldo de la microrred y del circuito de distribución.
- 💡 Reducción de las pérdidas de transporte y distribución.

Para participar como generador en un circuito de distribución, el marco legal vigente autoriza a los generadores distribuidos renovables y a los usuarios autoprodutores con excedentes de energía, estos últimos pueden inyectar su generación directamente a la red de distribución y se efectúa una resta entre la energía consumida y la energía generada por el usuario.

Un usuario puede generar la energía eléctrica que consume, y funcionar en un sistema aislado de los circuitos de distribución que poseen los Agentes Distribuidores. Sin embargo, este tipo de usuarios actualmente no posee un marco legal o regulatorio sobre las decisiones técnicas o económicas necesarias para ser utilizadas en propuestas o proyectos, son usuarios que pueden existir bajo la premisa de libertad en la generación de energía eléctrica. El marco legal y regulatorio vigente hasta 2019 solamente contempla en la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable la figura de los Usuarios Autoprodutores con excedentes de energía -UAEE-, este es un usuario del sistema de distribución que inyecta energía eléctrica a dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes.

Los usuarios autoprodutores aislados de la red, son aquellos que producen y consumen la energía eléctrica sin estar conectados a un sistema de distribución, a diferencia de sistemas aislados o microrredes, este sistema es completamente independiente de cualquier sistema de distribución.

Este tipo de usuarios posee diferencias importantes, en primer lugar, la generación de energía eléctrica puede suceder por medio de energías renovables o no renovables (plantas de generación por medio de diésel, gasolina, gas natural, GLP). En el caso de las energías renovables intermitentes (solar, eólica e hídrica) es necesario añadir un sistema de almacenamiento de energía eléctrica por medio de baterías. Por último, la electricidad se convierte en energía útil, siendo esta la que necesitamos para iluminación, sistemas de calefacción, de cocción, o de refrigeración. La Ilustración 14 muestra la relación entre los sistemas necesarios para un autoprodutor con energías renovables aislado de la red.

Ilustración 17: Usuario autoprodutor con energías renovables aislado de la red.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, elaboración propia.

A diferencia de los Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (en adelante UAEE), los usuarios autoprodutores aislados de la red no poseen un sistema de distribución a una distancia razonable para interconectarse; además estos usuarios decidieron contar con su propio sistema de generación, ya sea renovable o no renovable, para abastecer de energía eléctrica aquellos equipos



eléctricos y electrónicos necesarios para la comodidad, salubridad y seguridad, por ejemplo refrigeradoras y sistemas de iluminación.

En síntesis, las microrredes pueden obtener una fuente de generación eléctrica ya sea por medio de un generador distribuido renovable, un UAEE, o un autoproducer, en cualquiera de los casos anteriores debe prevalecer el análisis técnico para establecer cuál sería la figura legal más conveniente, ya que en el caso de un sistema aislado podría ser conveniente incluso presentar un marco regulatorio nuevo que fomente la administración de la microrred por parte de los usuarios a electrificar.

Las tecnologías que pueden utilizarse para micro centrales de generación eléctrica se dividen según el recurso energético que utilizan, en renovables y no renovables. Aquellas renovables son las micro hidroeléctricas, micro centrales fotovoltaicas y turbinas eólicas. Las no renovables son motores reciprocantes de gasolina, gas natural o diésel.

3.5.7. MICROHIDROELÉCTRICAS

Una micro hidroeléctrica es un tipo de central hidroeléctrica de potencia que produce entre 5 a 100 kW, potencia útil para suministrar energía a pequeñas comunidades, unos 2400 kWh al día si el factor de planta de una central de 100 kW es 100%. Estas centrales actualmente se han desarrollado alrededor de todo el mundo, tanto en países en vías en desarrollo como en países industrializados, ya que pueden complementar sistemas de distribución, microrredes, centrales fotovoltaicas o centrales eólicas a través de una opción económica tanto en costos de inversión como en costos operativos.

La instalación necesaria para una micro hidroeléctrica depende de dos variables: la caída y el caudal de agua. La mayoría de microhidros utilizan turbinas Pelton por la caída pronunciada a pesar de un bajo caudal, aunque muchas de estas instalaciones utilizan pequeñas represas o estanques para maximizar el potencial. Las microhidros que no utilizan represas son más económicas, sin embargo solamente logran generar entre 5 a 15 kW en cuencas con bajo caudal, aunque es necesario una caída mínima de 1 metro. La instalación y los detalles constructivos dependen del sitio donde sea conveniente, sin embargo existen algunos componentes importantes para estas centrales: toma de agua, canalización, cámara de presión, tuberías hacia la turbina, turbina y canal de descarga o de vertimiento.

El potencial de energía que podría generarse, en kW, de una micro central hidroeléctrica puede estimarse utilizando la siguiente ecuación:

$$Potencia = \left(\frac{QH}{k}\right) * \eta = \left[\frac{(gal/min)(ft)}{(gal/min)/(ft/kW)} \right]$$

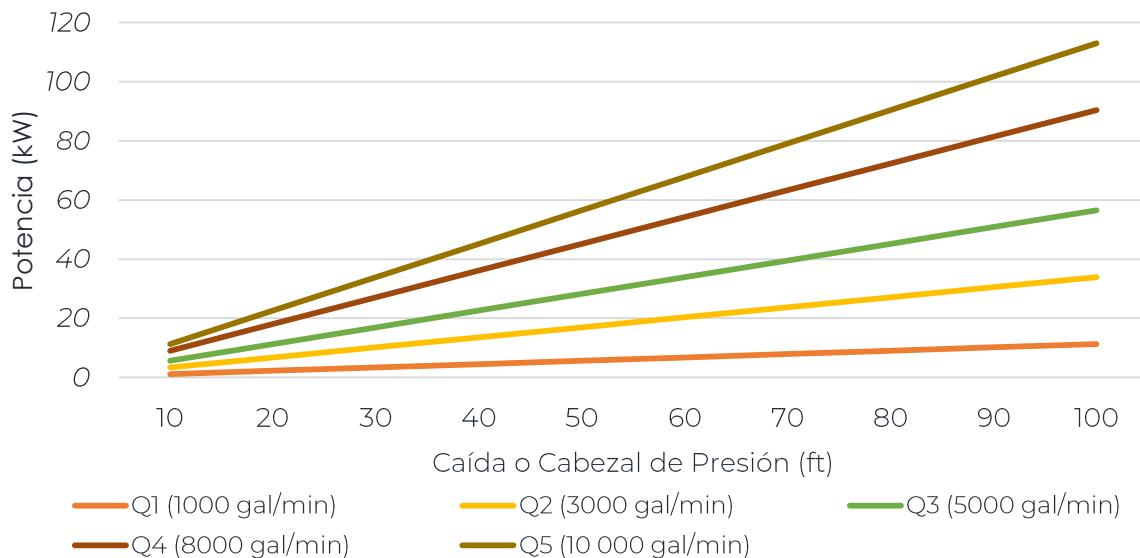
Donde:

- Q: es el caudal en galones por minuto.
- H: es la altura de presión, cabezal de presión estática o la caída, en pies.
- k: constante de 5 310 galones por minuto sobre pie por kW.



- η : es la eficiencia del sistema, toma en cuenta la eficiencia de la turbina y la fricción en la tubería (ecuación Hazen Williams).

Gráfica 36: Gráfica de Generación Micro Hidroeléctrica, eficiencia del 60%.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, elaboración propia.

Considerando una micro hidroeléctrica con un 60% de eficiencia en la conversión del potencial hídrico, la Gráfica 36 ilustra la potencia de generación posible para diferentes caudales, en este caso se aprovechan caídas en el rango entre 10 y 100 ft (3.05 y 30.5 metros). Las microhidros deben considerar la estacionalidad del recurso hídrico además del caudal ecológico o de paso, este caudal no ingresa a la toma de agua, por lo tanto, no se turbinan, en centrales hidroeléctricas de mayor tamaño se considera responsable un rango mínimo de 10% del caudal para este caudal no turbinado. Actualmente existen opciones de microcentrales por medio de turbinas de interconexión sencilla (en inglés plug and play) pero solamente existen en rangos de 5 a 15 kW.

En Guatemala existen dos ejemplos de micro hidroeléctricas operando en sistemas aislados: micro hidro de aldea El Chel (Asociación hidroeléctrica Chelense) y micro central hidroeléctrica Batzchocolá. La microhidro Batzchocolá provee el servicio de electricidad a las comunidades de Batzchocolá, Laguna Batzchocolá y Visquichum, apoyados por medio del MEM, OLADE y otras ONG, se asesoró a las comunidades para conformar y administrar una empresa rural energética, registrada como Asociación Hidroeléctrica de Desarrollo Integral Norte de Quiché (ASHDINQUI). El proyecto incluía la construcción de la microhidro, el circuito de distribución, la asistencia técnica y capacitación para la administración y operación del sistema aislado, y obras sociales. La inversión en la microcentral de 90 kW fue de 2.3 millones de quetzales (294 mil dólares) los cuales fueron aportados por la



empresa Energía Limpia de Guatemala y por medio de cooperación internacional de los Países Bajos (Hivos). La red de distribución a las comunidades fue aportada por medio del INDE y tuvo un valor de 908 mil quetzales (117 mil dólares) y tenía como objetivo dar cobertura eléctrica a 160 usuarios. En total, el proyecto de electrificación rural tuvo un costo de 3.2 millones de quetzales (410 mil dólares) los cuales al repartir entre 160 usuarios permiten conocer un estimado de costo por usuario de 20 mil quetzales aproximadamente.

La microhidro Batzchocolá aprovecha 126 metros de caída bruta o cabezal de presión, y un caudal mínimo de 102 litros por segundo, un caudal de diseño de 120 litros por segundo (1900 gal/minuto) durante 10 meses del año, un caudal normal de 367 litros por segundo, y un caudal máximo de 700 litros por segundo en el mes más copioso del año. El mantenimiento sobre la misma es planificado, diariamente se realiza la limpieza de la reja y cada dos días la limpieza del desarenador. Este proyecto se encuentra actualmente en funcionamiento y ha permitido a tres comunidades ubicadas en Nebaj y Chajul, Quiché, poseer el servicio de energía eléctrica por medio de este sistema aislado.

3.5.8. MICROCENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE INTERMITENTE

Las microcentrales de energía renovable intermitente poseen como la energía solar y eólica como fuente primaria de energía. Se les conoce como intermitente debido a que la potencia máxima o pico que pueden suministrar es posible solamente bajo condiciones que no pueden ser controladas, en el caso de la energía solar debe existir una irradiación de forma directa, en un rango cercano a los 90 grados respecto a la superficie de la celda, y a una temperatura ambiente que no supere los 35°C, además deben recibir mantenimiento preventivo continuamente para evitar que películas de polvo o residuos disminuyan la eficiencia de generación eléctrica de las celdas. En todo caso, operando con esquemas de mantenimiento y seguimiento de la radiación solar, la capacidad de generación disminuye debido a causas meteorológicas específicamente relacionadas con la cantidad de nubes sobre la central.

Los aerogeneradores o turbinas eólicas dependen también de las condiciones meteorológicas del viento, por lo tanto, existen períodos donde es posible generar electricidad al máximo de su capacidad, sin embargo, esto no es lo común. Ya que no existen costos asociados a las fuentes primarias energéticas, la intermitencia o falta de regulación de estas tecnologías se compensa con un costo variable de generación muy bajo.

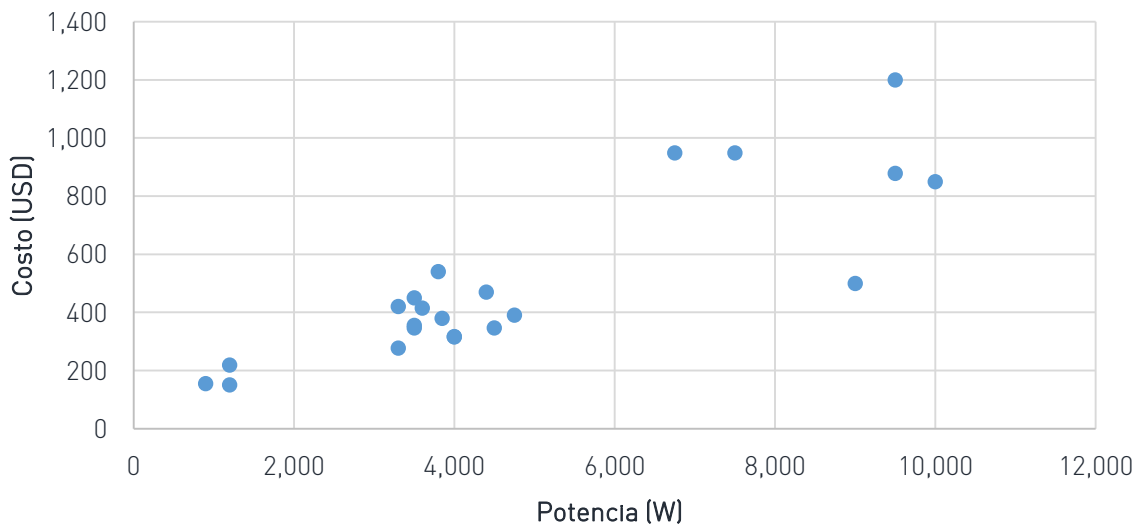
Sin embargo, para sistemas aislados, el costo de inversión lleva asociado un sistema de almacenamiento por medio de baterías ya que la energía primaria proveniente del sol, viento o de los ríos no puede regularse o ser modificada según sea necesaria la electricidad o no. Por lo tanto, el costo de las baterías es el principal escollo durante el análisis técnico y económico para su aplicación en sistemas aislados. Como se ha mencionado anteriormente, en la actualidad existen sistemas de baterías que rondan los 150 USD/kWh por lo tanto el análisis debe sopesar la existencia del recurso solar o eólico y su almacenamiento en baterías de litio, para garantizar la calidad del suministro.

3.5.9. PLANTAS DE GENERACIÓN CON RECURSOS NO RENOVABLES

En Guatemala es común encontrar plantas de generación por medio de diésel u otro combustible no renovable para plantas de emergencia, por ejemplo, en hospitales o centros comerciales. Estas plantas poseen un motor recíprocante de ciclo diésel, conectado a un generador eléctrico y con sus respectivos equipos de protección y de arranque.

El costo necesario para implementar una central de generación en una microrred aislada de la red está relacionado con el sistema de generación que se desea implementar. En el caso de combustibles no renovables, las plantas pueden arrancar en cuestión de minutos, y mantenerse generando electricidad el tiempo que se necesite. Sin embargo, el costo está asociado a los combustibles para la planta generadora; la Gráfica 37 ilustra la relación entre el costo que posee una planta de generación eléctrica y la potencia que provee.

Gráfica 37: Costo de inversión de plantas generadoras con energías no renovables.



Fuente: Amazon.com, consultada en febrero de 2020.

Es recomendable integrar varias fuentes de generación en una microrred, en adición de una micro central hidroeléctrica o fotovoltaica es posible integrar una planta que utiliza diésel, gas natural, GLP o gasolina, ya que es parte de las premisas de planificación energética a nivel de un sistema de potencia: diversificación del abastecimiento. Las microrredes híbridas, que operan conectadas a la red o de forma aislada, también se benefician al poseer la característica de arranque en negro, esta propiedad de las centrales no renovables les permite reestablecer un sistema de potencia con la frecuencia nominal del sistema (60 Hz). La desventaja de utilizar recursos no renovables es precisamente la volatilidad de los precios de los combustibles, además de las emisiones de gases de efecto invernadero.



4

**PLAN DE
ACCIÓN
INSTITUCIONAL**

4. PLAN DE ACCIÓN INSTITUCIONAL

A continuación, se desarrollarán los procedimientos y acciones específicas que deberán desarrollar las instituciones involucradas que permitirán viabilizar el financiamiento de proyectos de electrificación.

4.1. ACCIONES INSTITUCIONALES

Se describen las acciones necesarias para el cumplimiento de la política de electrificación rural, dichas acciones serán mostradas por institución y el Ministerio de Energía y Minas será responsable de verificar su cumplimiento.

4.1.1. DIRECCION GENERAL DE ENERGÍA

La Dirección General de Energía, tiene como principal responsabilidad realizar los estudios de evaluación socioeconómica, así como realizar el levantamiento de información que se considere necesario, para la identificación de las comunidades y usuarios sin cobertura eléctrica.

- 💡 Ampliar el personal de la Unidad de Electrificación Rural, alcanzando por lo menos un mínimo de 5 técnicos que trabajen en campo, dedicando a 3 técnicos a las áreas priorizadas.
- 💡 Coordinar con los alcaldes la obtención de información sobre las comunidades en los municipios.
- 💡 Ajuste presupuestario que permita garantizar fondos para la realización de todas las funciones.

4.1.2. UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

La Unidad de Planeación Energético Minero, tiene como responsabilidad coordinar, diseñar y proponer la infraestructura eléctrica necesaria que permita la electrificación del país, así como coordinar y revisar los avances del Plan.

- 💡 Contar por lo menos con 2 técnicos especializados que permanentemente se encuentren diseñando infraestructura que permita garantizar la electrificación.
- 💡 Adquisición del software necesario para la evaluación técnico-económica para el diseño de infraestructura eléctrica.
- 💡 Control y actualización de los indicadores.
- 💡 Gestiones necesarias para la implementación del plan.
- 💡 Gestionar para la aprobación de normativas necesarias para la utilización de cualquier tipo de tecnología establecida en el 3.5



La UPEM elevará para aprobación del despacho superior las propuestas técnicas de infraestructura que elabore para proyectos de electrificación rural.

4.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

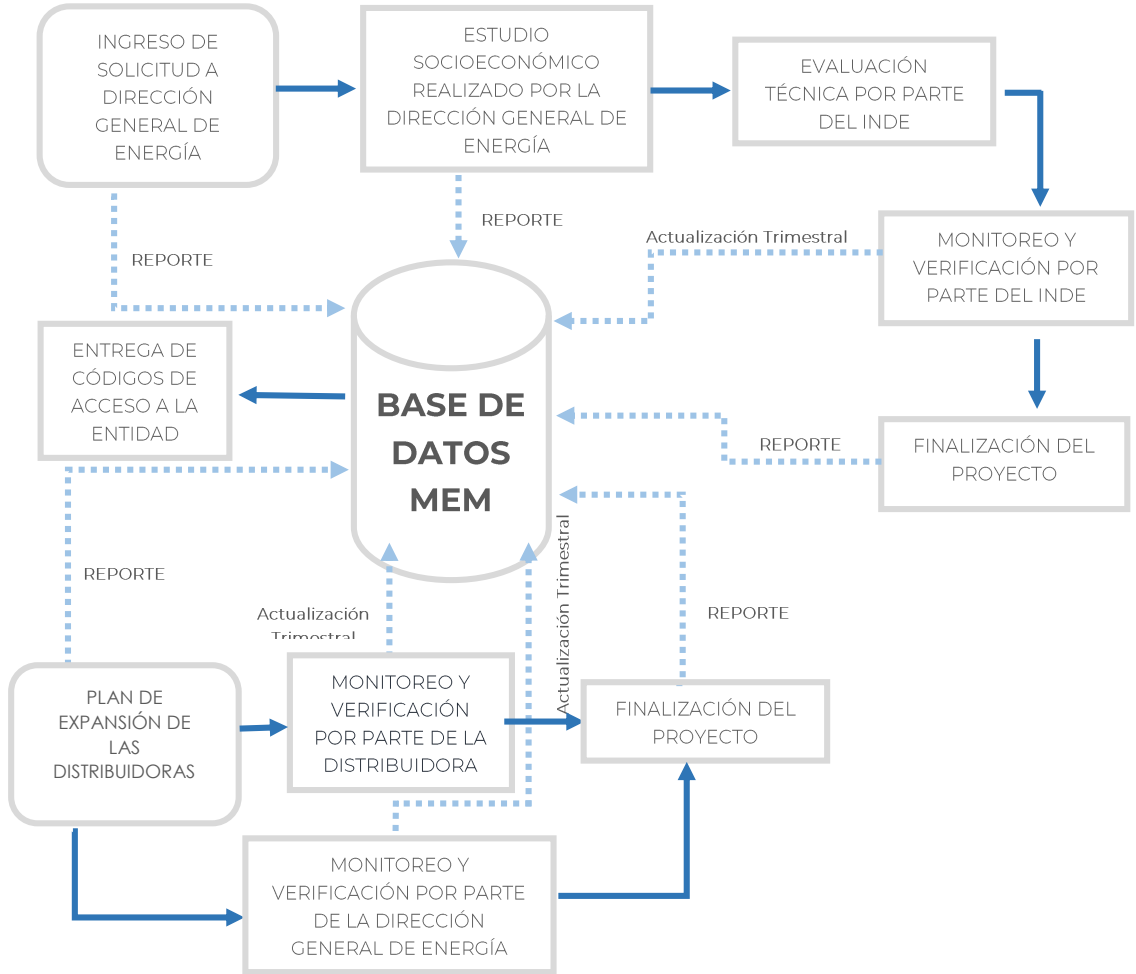
Todos los actores que generen o utilicen información, serán integrados en un solo sistema que permita centralizar la información, además será de fácil acceso a los interesados en ejecutar cualquier tipo de proyecto de electrificación.

Para el control, monitoreo y seguimiento de los proyectos de electrificación, se creará una base de datos la cual será alimentada con información de instituciones y agentes del subsector eléctrico o entidades relacionadas al tema.

- **CONSIDERACIONES**

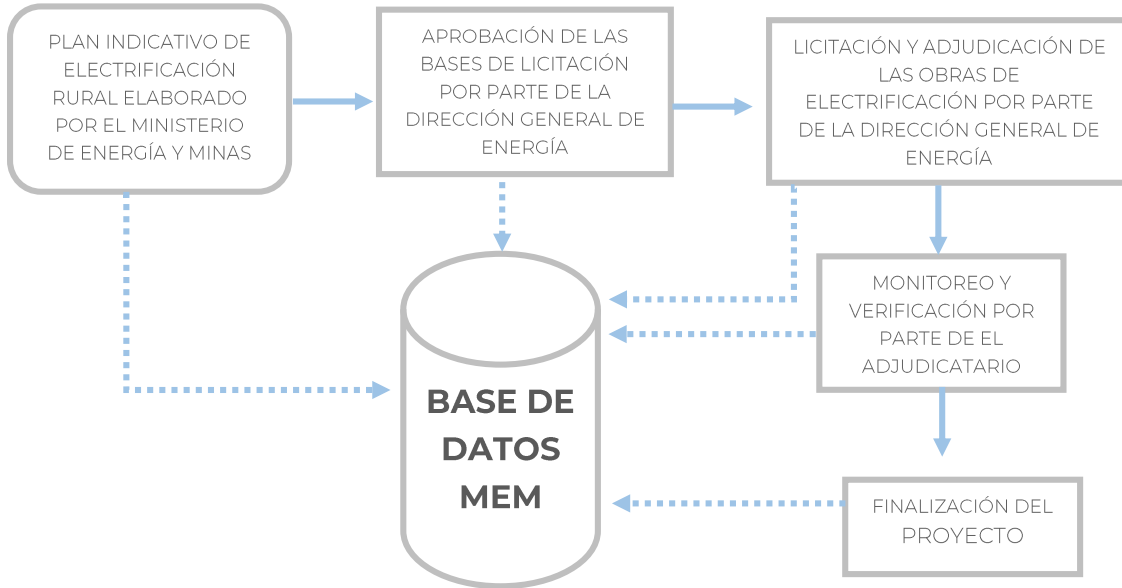
- La base de datos debe de estar actualizada e integrada con la información oficial de catastro.
- La base de datos debe de estar coordinada y gestionada con los distintos actores en los procesos de electrificación.
- La información previamente levantada a la publicación de este plan será unificada y administrada por la Unidad de Planeación Energético Minero.

Ilustración 18: Sistema de gestión y monitoreo de proyectos de electrificación.



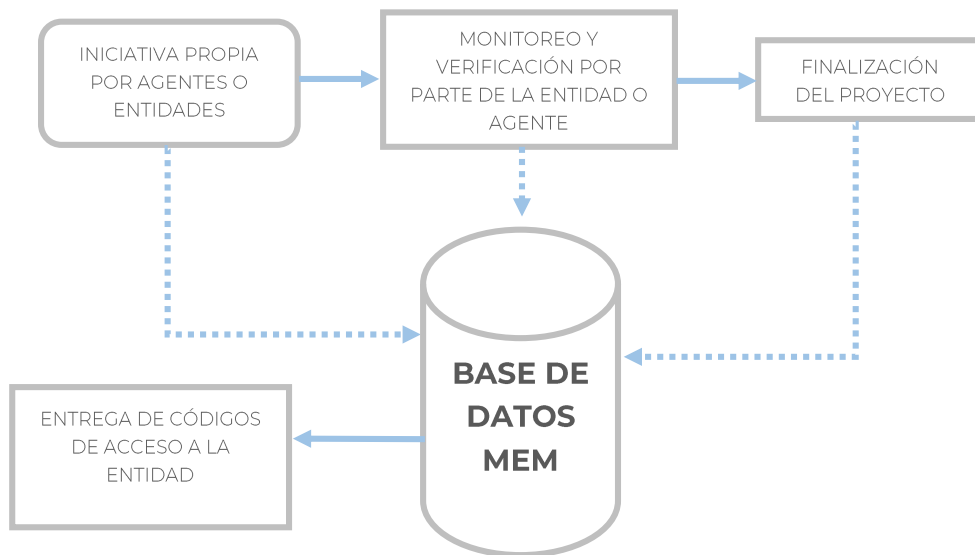
Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 19: Sistema de gestión y monitoreo de obras propuestas por el estado.



Fuente: Elaboración Propia.

Ilustración 20: Sistema de gestión y monitoreo de obras propuestas por el sector privado.

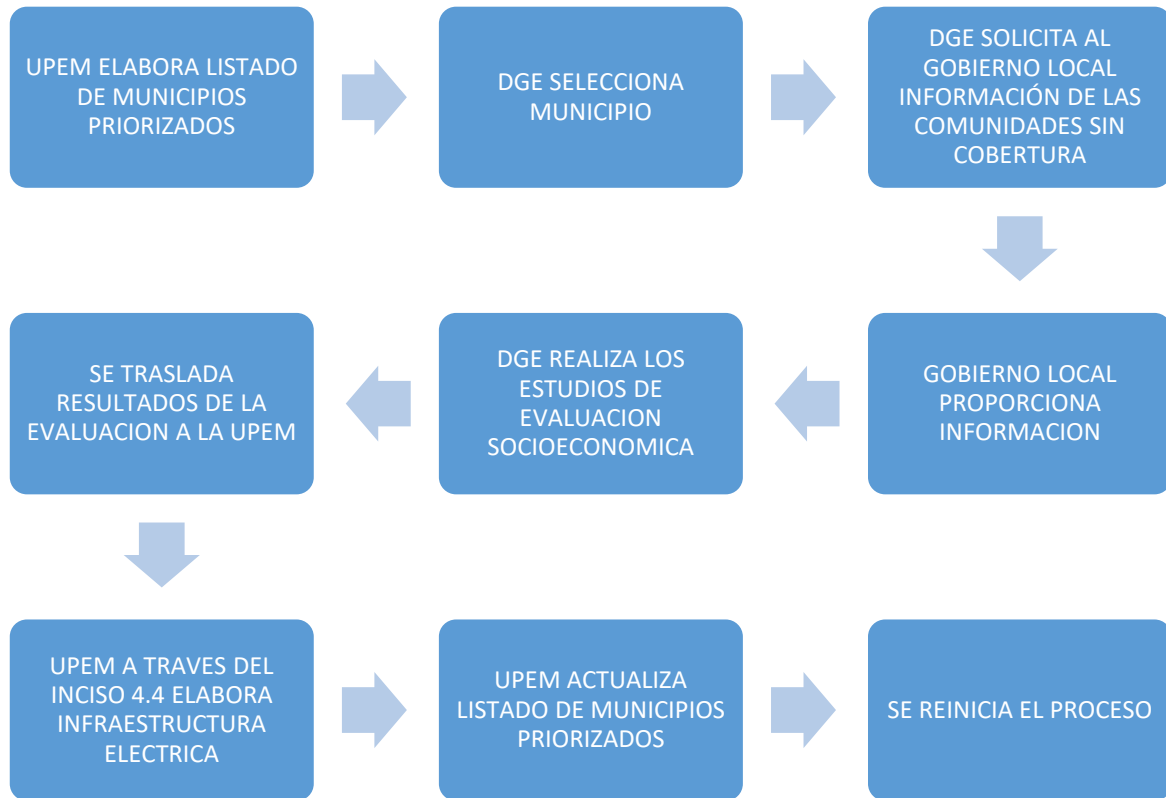


Fuente: Elaboración propia.

4.3. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA DE USUARIOS NO ELECTRIFICADOS

A continuación, se establecerá la hoja de ruta institucional que permitirá articular las acciones con base a tiempos y metas establecidas.

Ilustración 21: Sistema de identificación y evaluación socioeconómica.

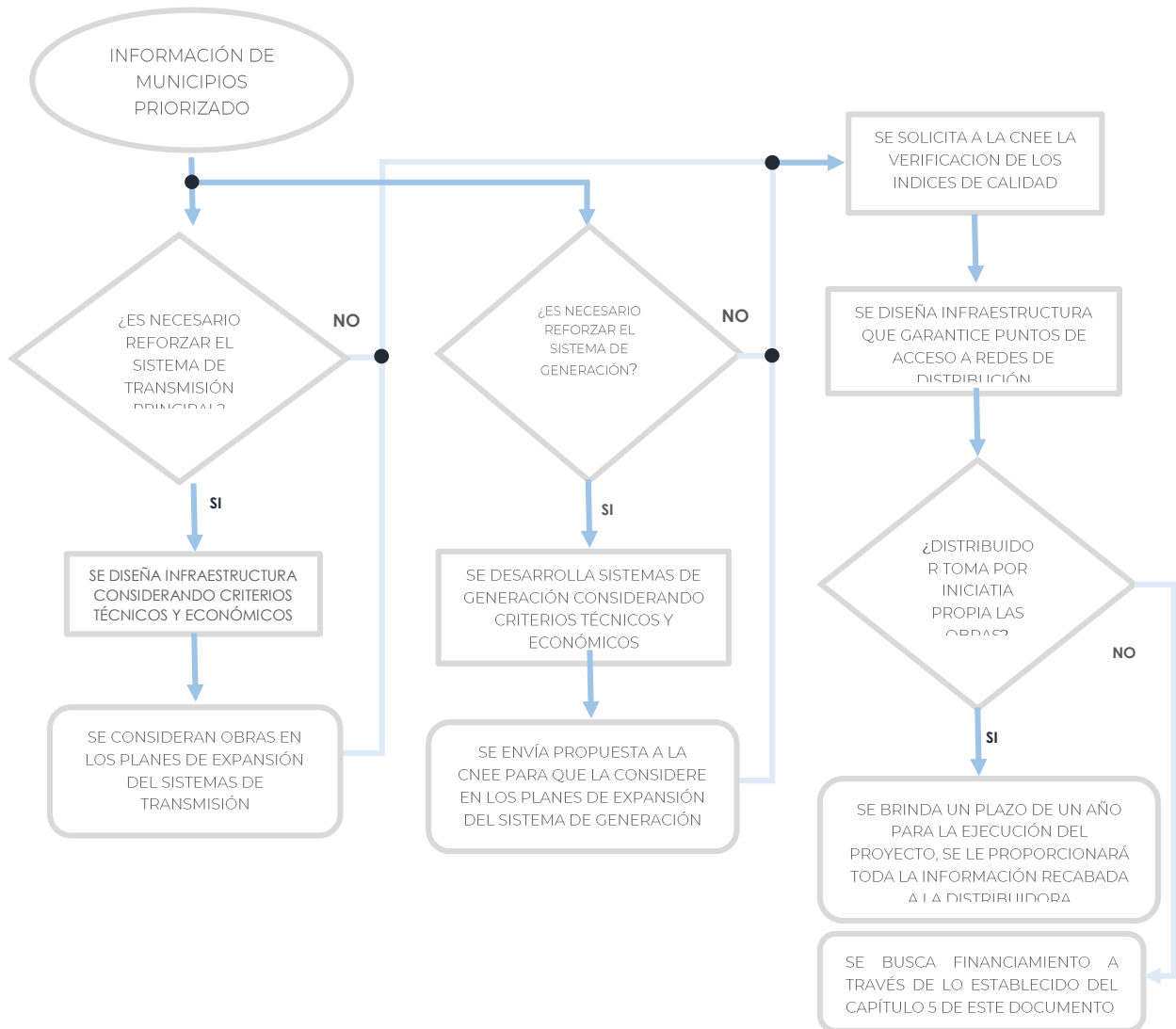


Fuente: Elaboración propia.

4.4. ELABORACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

A continuación, se detalla en el diagrama de flujo, respecto los procedimientos que se consideran necesarios para la adjudicación de las obras de electrificación.

Ilustración 22: Diseño del plan indicativo de electrificación.



Fuente: Elaboración propia.

4.5. GESTIÓN INTERINSTITUCIONAL DE APOYO PRODUCTIVO

Con el objetivo de desarrollar planes de desarrollo rural, que tengan como principal misión entender, analizar las principales causas que impiden el desarrollo de las familias en el área rural, se considera pertinente establecer las siguientes premisas.

Tabla 12: Premisas del plan de desarrollo.

Premisa	Descripción
Corto Plazo	Combatir las necesidades más básicas de las comunidades, esto garantizando acceso a salud, agua potable, drenajes, alimentación, entre otros.
Mediano Plazo	Garantizar el aumento de la productividad y eficiencia en el uso de los recursos locales, así como a la formación de capital humano que permita mejorar los ingresos de las familias en las áreas de influencia del proyecto.
Largo Plazo	Garantizar que las generaciones jóvenes puedan tener acceso a educación y alimentación adecuada que permita un correcto desarrollo de todas sus capacidades.

Fuente: Elaboración propia.

Para garantizar el apoyo a las comunidades, el Ministerio a través de la Unidad de Planeación Energético Minera y buscará formar alianzas con Secretaría General de la Presidencia, Ministerio de Economía, Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social y Ministerio de Desarrollo Social, buscando coordinar la elaboración de un plan de desarrollo, el cual tendrá una visión a largo plazo, estableciendo como mínimo un horizonte de 8 años.

Este plan debe de incluir las acciones que se consideren convenientes para garantizar el desarrollo de las comunidades en conjunto con la accesibilidad al servicio de energía eléctrica, el cual a través del tiempo será actualizado con los resultados obtenidos. Para su fiscalización el Ministerio de Energía y Minas coordinara con las instituciones que considere convenientes la generación de indicadores socioeconómicos y técnicos que permitan evaluar de forma periódica la efectividad de las estrategias utilizadas.



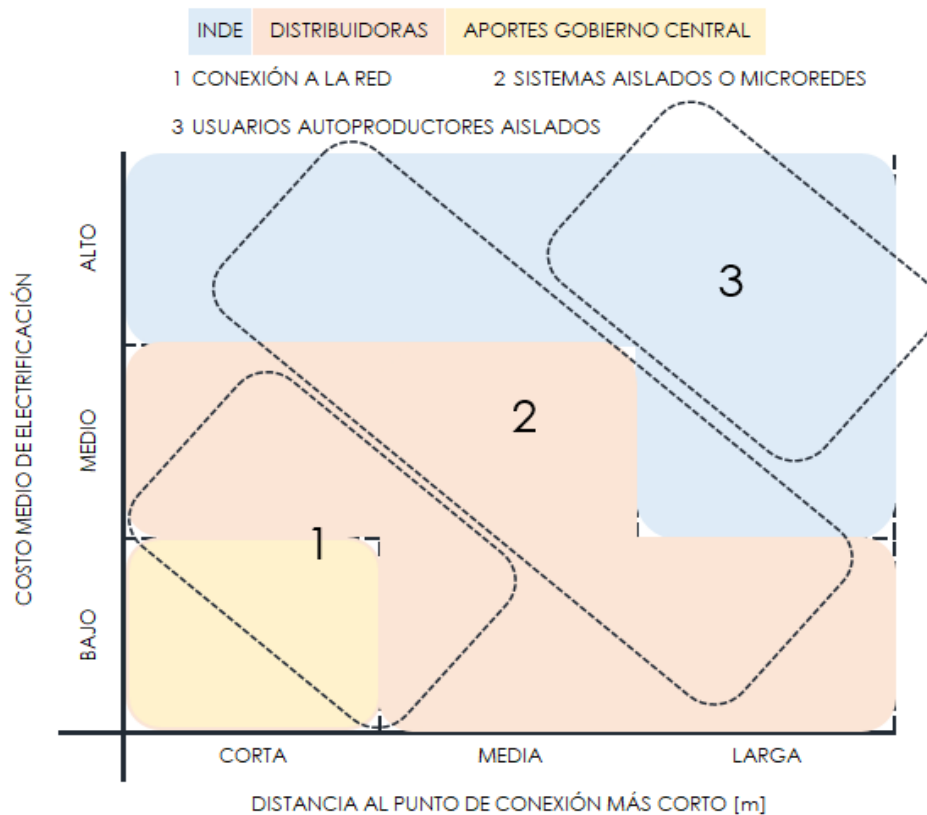
5

**MECANISMOS
COBERTURA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

5. MECANISMOS PARA AMPLIAR LA COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se describe la gestión institucional que permitiría garantizar fondos para proyectos de electrificación, involucrando a las instituciones y entidades interesadas en cada proceso.

Ilustración 23: Focalización de los recursos y los tipos de sistemas utilizados en cada segmento.



Fuente: *Elaboración Propia.*

En la Ilustración 23, se ha establecido un boceto, sobre la relación que existirá entre los fondos obtenidos, y el tipo de tecnología que podría usarse en cada segmento, este tipo de tecnología la estrategia utilizada en la evaluación técnico/económica utilizada por la UPEM, para determinar qué tipo de tecnología se considera más adecuada para abastecer de energía eléctrica, así mismo se indica de forma general que forma de financiamiento se utilizaría para atender las obras.

5.1. INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

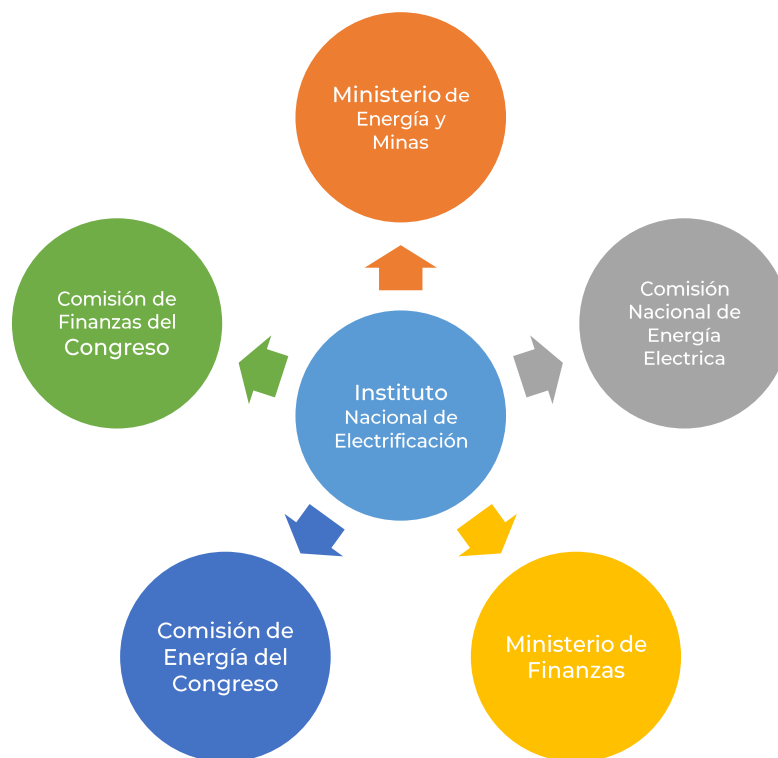
El INDE hasta el momento ha sido uno de los mayores financistas de los proyectos de electrificación, en los últimos años debido a distintas circunstancias la institución no ha logrado liberar fondos para la construcción de nuevos proyectos.

Para garantizar fondos para la construcción de los proyectos de electrificación, se considera necesaria la implementación de lo siguiente:

- **COORDINACIÓN INTERINSTITUCIONAL**

El Instituto Nacional de Electrificación en conjunto con el Ministerio de Energía y Minas se coordinará a través de las instituciones indicadas en la Ilustración 24, donde se buscará alcanzar consensos para así alcanzar un acuerdo común, que permitiría crear un frente común entre distintas instituciones el cual facilitaría la obtención de fondos

Ilustración 24: Instituciones involucradas en la coordinación de apoyo para la obtención de fondos por el INDE.



Fuente: Elaboración Propia.

- **PUBLICACIONES ANUALES**

- Informe sobre acuerdos políticos: El cual deberá de expresar las posturas de cada una de las instituciones, así como los acuerdos alcanzados.
- Plan Anual de inversión y uso del gasto: Se indique el estado de avance de las obras de electrificación que se encuentre ejecutando.
- Plan de Inversión y uso del gasto: que indique las inversiones en proyectos de electrificación al siguiente año, así como otros proyectos de beneficio social.

5.2. BANCA MULTILATERAL

La banca multilateral puede proporcionar recursos importantes para la construcción de proyectos de electrificación, en ocasiones anteriores se había utilizado los préstamos internacionales para financiar proyectos de electrificación, los cuales permitieron incrementar considerablemente la penetración del servicio de energía eléctrica.

Actualmente se está considerando realizar un préstamo que permita financiar un grupo considerable de proyectos de electrificación, por lo que a continuación se analizara el impacto de obtener estos recursos.

Tabla 13: Propuesta de financiamiento.

Fuente de Financiamiento	Monto
Banco Interamericano de Desarrollo	USD 100,000,000.00

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación.

5.3. PROGRAMAS DE INVERSIÓN PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL ESTABLECIDOS EN ELOS PLIEGOS TARIFARIOS EMITIDOS POR LA CNEE

Las distribuidoras de acuerdo a lo que se haya establecido en su pliego tarifario específico podrán ejecutar planes de electrificación rural, mismos que serán aprobados por la CNEE y considerados en el cálculo tarifario de acuerdo a los procedimientos establecidos en sus respectivos pliegos tarifarios.

La solicitud de inclusión infraestructura u obras de electrificación rural por parte de las distribuidoras se registrarán por los lineamientos establecidos en cada pliego tarifario aprobado a las mismas.

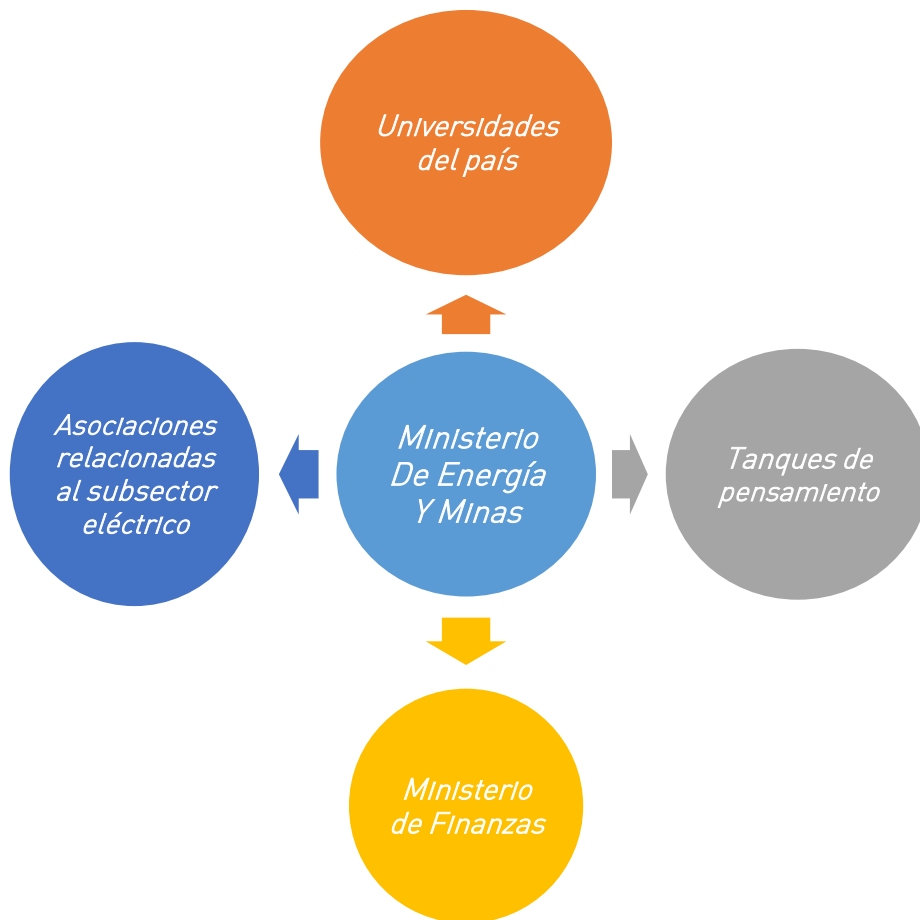
5.4. APORTES DEL GOBIERNO CENTRAL

El subsidio por electrificación es un método financiero el cual permite incentivar la construcción de proyectos de electrificación estableciendo un pago único por cada usuario electrificado.

Esta estrategia buscará financiarse a través de recursos públicos, puesto que actualmente no se cuenta con un esquema real de financiamiento, la primera parte del plan consistirá en viabilizar institucionalmente esta estrategia, considerando lo siguiente:

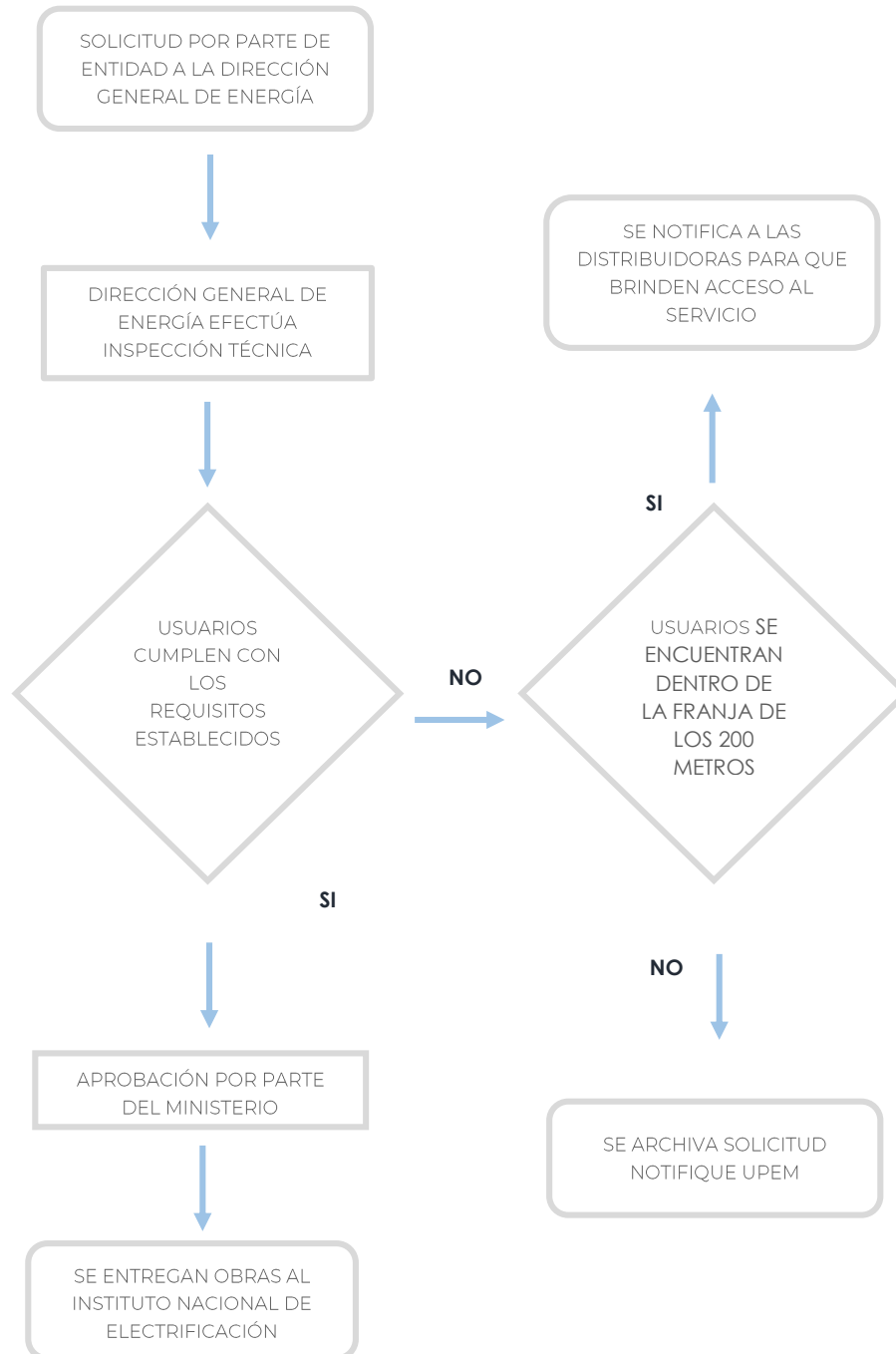
El esquema de funcionamiento se establece a continuación:

Ilustración 25: Instituciones involucradas en la implementación del aporte por electrificación.



Fuente: Elaboración Propia.

Ilustración 26: Sistema de aportes para electrificación.



Fuente: Elaboración Propia.

5.4.1. CONSIDERACIONES DEL SUBSIDIO

- A. Se realice un pago único a la entidad ejecutora.
- B. Las obras sean verificadas por el MEM.
- C. Los usuarios beneficiados no deben de encontrarse en la franja de los 200 metros.
- D. El monto por subsidio se defina bajo las siguientes premisas:
 - a. Se debe de crear un equipo técnico entre la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Ministerio de Energía y Minas, donde se dimensione el valor del primer monto del subsidio, para luego este sujetarse a las reglas establecidas en el siguiente inciso.
 - b. El incremento del subsidio tiene que estar sujeto bajo las siguientes condiciones:
 - i. No puede existir más de un incremento anual.
 - ii. El incremento no puede superar más del 20% del valor reconocido anualmente.
 - iii. No se cumplan las metas establecidas en la Tabla 14.

Tabla 14: Metas de cobertura eléctrica.

AÑO	Porcentaje de Cobertura Eléctrica
2018	91.26%
2019	92.71%
2020	92.16%
2021	92.60%
2022	93.05%
2023	93.50%
2024	93.88%
2025	94.25%
2026	94.63%
2027	95.00%
2028	96.33%
2029	97.67%
2030	99.00%
2031	99.45%
2032	99.90%

Fuente: Elaboración propia.

5.5.COOPERACIÓN INTERNACIONAL

El Gobierno de Guatemala participa activamente en estrategias regionales e internacionales relacionadas con el acceso a la electricidad, por lo tanto, este medio para obtención de recursos técnicos o financieros sería adecuado en última instancia y si el apoyo al Estado no es condicionado. Es uno de los objetivos del presente Plan realizar de forma económicamente eficiente el proceso de incrementar la cobertura eléctrica; a nivel centroamericano existen ejemplos de eficiencia económica debido al trabajo que se realizó en conjunto a través de los marcos regionales, por lo tanto, este medio es opcional solo si es apegado a los intereses del Estado de Guatemala.



6. RECOMENDACIONES

- A. El plan debe de actualizarse anualmente, en función de información actualizada, integrando las obras que se vayan diseñando, así como presentando un resumen de la información recabada en campo.
- B. Se debe de integrar al plan, los resultados de las reuniones con las instituciones involucradas, intentando el MEM de buena FE, buscar consensos que le permita viabilizar el financiamiento a proyectos de electrificación.

ANEXOS

A – REFERENCIAS

1. Administrador del Mercado Mayorista, Informes Estadísticos Anuales 2010-2016.
2. Banco de Guatemala, Estadísticas Económicas.
3. Instituto Nacional de Estadística de Guatemala, ENCOVI.
4. Asociación de Generadores Renovables de Guatemala.

B – Acrónimos, Múltiplos y Unidades de Medida

ACRÓNIMOS	
MEM	Ministerio de Energía y Minas
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero
DGE	Dirección General de Energía
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
NDC's	"National Determined Contributions", Contribuciones Determinadas Nacionalmente en los Acuerdos de París

UNIDADES DE MEDIDA		MAGNITUD
BTU	British Thermal Unit	Energía
CO ₂	Dióxido de Carbono	Masa
GWh	Gigavatio hora	Energía
Kg	Kilogramo	Masa
kV	Kilovoltio	Tensión Eléctrica
MVA	Mega volt-amperio	Potencia Aparente
MW	Megavatio	Potencia Activa Eléctrica
TJ	Terajoule	Energía
BEP	Barril equivalente de Petróleo	Energía

MÚLTIPLOS		
Prefijo	Símbolo	Factor
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000



C – DEFINICIONES

Con base en el Artículo 6 de la Ley General de Electricidad, se toman en consideración las siguientes definiciones para efectos de este plan:

Autoproductor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, cuya producción destina exclusivamente a su propio consumo.

Acceso a la Electricidad: Es el servicio que se le presta a un usuario a través de cualquier tipo de tecnología sin necesidad de tener una conexión al Sistema Nacional Interconectado.

Adjudicatario: Es la persona individual o jurídica a quien el Ministerio otorga una autorización, para el desarrollo de las obras de transporte y distribución de energía eléctrica, y está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la presente ley.

Generador: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.

Cobertura Eléctrica: Es el servicio que se le presta a un usuario a través de una red eléctrica conectada al Sistema Nacional Interconectado.

Distribuidor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Servicio de Distribución Privada: Es el suministro de energía eléctrica que se presta al consumidor, mediante redes de distribución y en condiciones libremente pactadas, caso por caso, entre el usuario y el distribuidor y que no utilice bienes de dominio público.

Servicio de Distribución Final: Es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión.

Servidumbres: Se tendrán como servidumbres legales de utilidad pública todas aquellas que sea necesario constituir teniendo como fin la construcción de obras e instalaciones para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Sistema de transmisión: Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

Sistema Principal: Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el administrador del mercado mayorista.

Sistema Secundario: Es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.

Sistemas de Distribución: Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.

Sistema Eléctrico Nacional: Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en



general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

Sistema nacional Interconectado: Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

Transmisión: Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.

Transportista: Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Usuario: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica

D – LISTADO COMPLETO DE MUNICIPIOS PRIORIZADOS

Ranking	Departamento	Municipio	Usuarios Total	Población con Cobertura Eléctrica	Índice de Cobertura Eléctrica Ajustado	Índice de desarrollo humano Ajustado	Índice de pobreza Multidimensional Ajustado	Índice de Incidencia de pobreza Rural Ajustado	Índice Relativo de Consumo de Leña Ajustado	Índice de Acceso a Transporte Ajustado	Índice de Densidad Poblacional Ajustado	Punteo
324	Guatemala	Guatemala	243,014	241,689	0.03	0	0.00	0.00	0.19	10.0	11.20	21.4
329	Guatemala	Santa Catarina Pinula	20,064	19,900	0.10	0	0.00	0.00	0.02	10.0	3.36	13.5
338	Guatemala	San José Pinula	19,608	19,358	0.22	0	0.00	0.00	0.04	10.0	0.83	11.1
340	Guatemala	San José del Golfo	1,913	1,855	0.68	0	0.00	0.00	0.01	10.0	0.18	10.9
333	Guatemala	Palencia	17,411	16,672	1.00	0	0.00	0.00	0.12	10.0	0.86	12.0
328	Guatemala	Chinaulta	28,077	27,650	0.29	0	0.00	0.00	0.07	10.0	3.26	13.6
331	Guatemala	San Pedro Ayampuc	14,121	13,802	0.48	0	0.00	0.00	0.05	10.0	1.74	12.3
327	Guatemala	Mixco	118,506	117,830	0.04	0	0.00	0.00	0.10	10.0	7.87	18.0
339	Guatemala	San Pedro Sacatepéquez	11,041	10,909	0.20	0	0.00	0.00	0.02	10.0	0.82	11.0
330	Guatemala	San Juan Sacatepéquez	45,416	44,639	0.34	0	0.00	0.00	0.14	10.0	2.19	12.7
337	Guatemala	San Raymundo	7,065	6,927	0.40	0	0.00	0.00	0.02	10.0	0.84	11.3
336	Guatemala	Chuarancho	2,626	2,509	1.05	0	0.00	0.00	0.02	10.0	0.27	11.3
334	Guatemala	Frajanes	13,615	13,372	0.36	0	0.00	0.00	0.03	10.0	1.28	11.7
335	Guatemala	Amatitlán	28,919	28,574	0.20	0	0.00	0.00	0.05	10.0	1.31	11.6
326	Guatemala	Villa Nueva	109,133	108,540	0.03	0	0.00	0.00	0.09	10.0	8.25	18.4
332	Guatemala	Villa Canales	37,768	36,665	0.65	0	0.00	0.00	0.17	10.0	1.44	12.3
309	Guatemala	San Miguel Petapa	34,546	34,400	0.00	0	0.00	0.00	0.02	10.0	15.00	25.0
280	El Progreso	Guastatoya	6,619	6,454	0.54	6	6.01	11.66	0.03	10.0	0.28	34.4



268	El Progreso	Morazán	3,229	2,980	1.90	6	6.01	11.66	0.04	10.0	0.07	35.6
258	El Progreso	San Agustín Acasaguastlán	10,581	9,090	3.56	6	6.01	11.66	0.30	9.1	0.27	36.8
307	El Progreso	San Cristóbal Acasaguastlán	1,890	1,713	2.33	6	6.01	11.66	0.03	0.0	0.12	26.0
272	El Progreso	El Jícara	3,456	3,232	1.58	6	6.01	11.66	0.04	10.0	0.11	35.3
271	El Progreso	Sansare	3,233	3,034	1.49	6	6.01	11.66	0.03	10.0	0.24	35.3
303	El Progreso	Sanarate	9,941	9,548	0.92	6	6.01	11.66	0.07	5.5	0.32	30.3
266	El Progreso	San Antonio La Paz	5,264	4,871	1.84	6	6.01	11.66	0.07	10.0	0.21	35.7
319	Sacatepéquez	Antigua Guatemala	11,131	11,033	0.12	3	2.24	5.68	0.02	10.0	1.26	22.2
313	Sacatepéquez	Jocotenango	5,319	5,275	0.11	3	2.24	5.68	0.01	10.0	1.99	22.9
311	Sacatepéquez	Pastores	4,331	4,280	0.20	3	2.24	5.68	0.01	10.0	2.38	23.4
315	Sacatepéquez	Sumpango	8,192	8,067	0.29	3	2.24	5.68	0.03	10.0	1.49	22.6
322	Sacatepéquez	Santo Domingo Xenacoj	2,778	2,741	0.24	3	2.24	5.68	0.01	10.0	0.74	21.8
308	Sacatepéquez	Santiago Sacatepéquez	6,583	6,520	0.14	3	2.24	5.68	0.01	10.0	4.37	25.3
310	Sacatepéquez	San Bartolomé Milpas Altas	1,839	1,820	0.16	3	2.24	5.68	0.00	10.0	2.65	23.6
312	Sacatepéquez	San Lucas Sacatepéquez	5,937	5,900	0.05	3	2.24	5.68	0.00	10.0	2.06	22.9
316	Sacatepéquez	Santa Lucía Milpas Altas	3,863	3,843	0.02	3	2.24	5.68	0.00	10.0	1.77	22.6
325	Sacatepéquez	Magdalena Milpas Altas	2,593	2,565	0.17	3	2.24	5.68	0.00	10.0	0.30	21.3
317	Sacatepéquez	Santa María de Jesús	4,316	4,257	0.25	3	2.24	5.68	0.01	10.0	1.48	22.5
318	Sacatepéquez	Ciudad Vieja	8,027	7,968	0.08	3	2.24	5.68	0.01	10.0	1.56	22.4
321	Sacatepéquez	San Miguel Dueñas	3,013	2,966	0.30	3	2.24	5.68	0.01	10.0	0.81	21.9
320	Sacatepéquez	San Juan Alotenango	5,384	5,221	0.68	3	2.24	5.68	0.04	10.0	0.62	22.1
314	Sacatepéquez	San Antonio Aguas Calientes	2,674	2,633	0.29	3	2.24	5.68	0.01	10.0	1.58	22.7
323	Sacatepéquez	Santa Catarina Barahona	987	969	0.37	3	2.24	5.68	0.00	10.0	0.31	21.5
234	Chimaltenango	Chimaltenango	20,939	20,629	0.28	8	8.13	14.59	0.09	10.0	1.12	42.0
292	Chimaltenango	San José Poaquil	5,230	4,928	1.40	8	8.13	14.59	0.09	0.0	0.59	32.6
240	Chimaltenango	San Martín Jilotepeque	14,764	13,660	1.84	8	8.13	14.59	0.34	7.5	0.63	40.8
209	Chimaltenango	San Juan Comalapa	9,983	9,543	1.04	8	8.13	14.59	0.14	10.0	1.47	43.1



235	Chimaltenango	Santa Apolonia	3,339	3,199	0.98	8	8.13	14.59	0.05	10.0	0.44	42.0
243	Chimaltenango	Tecpán Guatemala	16,625	15,881	1.06	8	8.13	14.59	0.27	7.4	1.05	40.3
222	Chimaltenango	Patzún	12,245	11,752	0.94	8	8.13	14.59	0.15	10.0	1.06	42.7
270	Chimaltenango	San Miguel Pochuta	1,907	1,563	4.59	8	8.13	14.59	0.11	0.0	0.12	35.3
221	Chimaltenango	Patzicía	7,337	7,188	0.42	8	8.13	14.59	0.04	10.0	1.79	42.8
225	Chimaltenango	Santa Cruz Balanyá	2,019	1,905	1.36	8	8.13	14.59	0.03	10.0	0.53	42.4
224	Chimaltenango	Acatenango	4,987	4,673	1.53	8	8.13	14.59	0.09	10.0	0.31	42.4
232	Chimaltenango	San Pedro Yepocapa	7,219	6,891	1.07	8	8.13	14.59	0.10	10.0	0.37	42.1
230	Chimaltenango	San Andrés Itzapa	6,652	6,439	0.72	8	8.13	14.59	0.06	10.0	0.87	42.2
207	Chimaltenango	Parramos	3,541	3,455	0.52	8	8.13	14.59	0.02	10.0	2.28	43.3
237	Chimaltenango	Zaragoza	5,578	5,470	0.39	8	8.13	14.59	0.03	10.0	0.95	41.9
239	Chimaltenango	El Tejar	4,438	4,394	0.15	8	8.13	14.59	0.01	10.0	0.30	41.0
290	Escuintla	Escuintla	39,403	38,510	0.48	6	4.85	10.10	0.19	10.0	1.06	32.7
294	Escuintla	Santa Lucía Cotzumalguapa	26,815	25,981	0.70	6	4.85	10.10	0.18	10.0	0.57	32.4
298	Escuintla	La Democracia	5,949	5,683	1.06	6	4.85	10.10	0.05	10.0	0.16	32.2
296	Escuintla	Siquinalá	5,507	5,277	0.98	6	4.85	10.10	0.05	10.0	0.27	32.3
291	Escuintla	Masagua	11,692	11,026	1.37	6	4.85	10.10	0.13	10.0	0.19	32.7
301	Escuintla	Tiquisate	14,640	14,277	0.54	6	4.85	10.10	0.07	10.0	0.34	31.9
295	Escuintla	La Gomera	11,790	11,234	1.12	6	4.85	10.10	0.11	10.0	0.16	32.4
265	Escuintla	Guanagazapa	3,574	2,930	4.59	6	4.85	10.10	0.15	10.0	0.15	35.9
300	Escuintla	San José	17,161	16,756	0.51	6	4.85	10.10	0.07	10.0	0.57	32.1
297	Escuintla	Iztapa	4,897	4,717	0.85	6	4.85	10.10	0.03	10.0	0.40	32.2
289	Escuintla	Palín	16,023	15,846	0.18	6	4.85	10.10	0.04	10.0	1.68	32.9
288	Escuintla	San Vicente Pacaya	4,280	3,982	1.71	6	4.85	10.10	0.06	10.0	0.15	32.9
299	Escuintla	Nueva Concepción	18,358	17,661	0.88	6	4.85	10.10	0.14	9.9	0.29	32.1
293	Escuintla	Sipacate	4,185	3,937	1.43	6	4.85	10.10	0.05	10.0	0.13	32.6
242	Santa Rosa	Cuilapa	10,065	9,479	1.41	9	8.73	14.32	0.11	6.7	0.25	40.4



204	Santa Rosa	Barberena	14,248	13,627	1.03	9	8.73	14.32	0.12	10.0	0.46	43.5
203	Santa Rosa	Santa Rosa de Lima	4,982	4,683	1.45	9	8.73	14.32	0.05	10.0	0.32	43.7
195	Santa Rosa	Casillas	6,088	5,617	1.91	9	8.73	14.32	0.08	10.0	0.29	44.2
187	Santa Rosa	San Rafael Las Flores	3,111	2,697	3.36	9	8.73	14.32	0.07	10.0	0.33	45.6
185	Santa Rosa	Oratorio	6,248	5,369	3.56	9	8.73	14.32	0.16	10.0	0.25	45.8
178	Santa Rosa	San Juan Tecuaco	2,117	1,708	4.93	9	8.73	14.32	0.09	10.0	0.28	47.2
213	Santa Rosa	Chiquimullilla	13,834	12,360	2.67	9	8.73	14.32	0.25	8.0	0.23	43.0
229	Santa Rosa	Taxisco	7,524	6,608	3.06	9	8.73	14.32	0.16	7.1	0.14	42.3
205	Santa Rosa	Santa María Ixhuatán	5,912	5,214	2.97	9	8.73	14.32	0.13	8.0	0.46	43.4
191	Santa Rosa	Guazacapán	4,575	4,190	2.08	9	8.73	14.32	0.07	10.0	0.24	44.3
196	Santa Rosa	Santa Cruz Naranjo	4,116	3,847	1.59	9	8.73	14.32	0.05	10.0	0.62	44.1
184	Santa Rosa	Pueblo Nuevo Viñas	6,199	5,297	3.68	9	8.73	14.32	0.17	10.0	0.19	45.9
190	Santa Rosa	Nueva Santa Rosa	9,273	8,736	1.40	9	8.73	14.32	0.10	10.0	1.22	44.6
128	Sololá	Sololá	14,799	14,365	0.65	10	10.15	18.68	0.18	8.8	2.10	50.3
148	Sololá	San José Chacayá	745	715	0.94	10	10.15	18.68	0.01	10.0	0.19	49.7
153	Sololá	Santa María Visitación	548	537	0.41	10	10.15	18.68	0.00	10.0	0.22	49.2
131	Sololá	Santa Lucía Utatlán	4,701	4,581	0.56	10	10.15	18.68	0.03	10.0	1.02	50.2
170	Sololá	Nahualá	14,721	13,253	2.49	10	10.15	18.68	0.51	5.4	0.76	47.8
156	Sololá	Santa Catarina Ixtahuacán	11,509	10,394	2.42	10	10.15	18.68	0.37	7.0	0.57	49.0
112	Sololá	Santa Clara La Laguna	2,112	2,042	0.75	10	10.15	18.68	0.02	10.0	1.72	51.1
150	Sololá	Concepción	947	920	0.63	10	10.15	18.68	0.01	10.0	0.35	49.6
147	Sololá	San Andrés Semetabaj	2,648	2,583	0.53	10	10.15	18.68	0.02	10.0	0.59	49.7
130	Sololá	Panajachel	3,689	3,653	0.14	10	10.15	18.68	0.01	10.0	1.46	50.2
108	Sololá	Santa Catarina Palopó	741	690	1.68	10	10.15	18.68	0.01	10.0	0.89	51.2
121	Sololá	San Antonio Palopó	3,268	3,115	1.11	10	10.15	18.68	0.04	10.0	0.93	50.7
136	Sololá	San Lucas Tolimán	6,402	6,159	0.88	10	10.15	18.68	0.07	10.0	0.53	50.1
109	Sololá	Santa Cruz La Laguna	1,163	1,088	1.57	10	10.15	18.68	0.02	10.0	0.97	51.2



114	Sololá	San Pablo La Laguna	1,730	1,656	1.00	10	10.15	18.68	0.02	10.0	1.42	51.0
152	Sololá	San Marcos La Laguna	545	534	0.42	10	10.15	18.68	0.00	10.0	0.47	49.5
133	Sololá	San Juan La Laguna	2,633	2,538	0.83	10	10.15	18.68	0.03	10.0	0.71	50.2
145	Sololá	San Pedro La Laguna	2,632	2,595	0.26	10	10.15	18.68	0.01	10.0	0.94	49.8
142	Sololá	Santiago Atitlán	10,074	9,832	0.52	10	10.15	18.68	0.07	10.0	0.70	49.9
143	Totonicapán	Totonicapán	22,860	22,399	0.42	11	10.60	16.84	0.13	10.0	0.70	49.9
96	Totonicapán	San Cristóbal Totonicapán	7,441	7,157	0.88	11	10.60	16.84	0.08	10.0	2.14	51.7
127	Totonicapán	San Francisco El Alto	10,726	10,362	0.77	11	10.60	16.84	0.11	10.0	0.94	50.5
92	Totonicapán	San Andrés Xecul	5,214	5,076	0.58	11	10.60	16.84	0.04	10.0	3.15	52.4
110	Totonicapán	Momostenango	17,439	16,395	1.45	11	10.60	16.84	0.35	10.0	0.70	51.1
78	Totonicapán	Santa María Chiquimula	8,711	7,435	3.71	11	10.60	16.84	0.49	10.0	0.57	53.4
91	Totonicapán	Santa Lucía La Reforma	3,183	2,757	3.38	11	10.60	16.84	0.18	10.0	0.35	52.5
72	Totonicapán	San Bartolo Aguas Calientes	1,956	1,769	2.38	11	10.60	16.84	0.06	10.0	2.90	54.0
260	Quetzaltenango	Quetzaltenango	42,642	42,056	0.25	5	6.60	11.01	0.19	10.0	3.25	36.5
257	Quetzaltenango	Salcajá	4,716	4,639	0.32	5	6.60	11.01	0.02	10.0	3.63	36.8
267	Quetzaltenango	San Juan Olintepeque	7,892	7,698	0.53	5	6.60	11.01	0.07	10.0	2.21	35.7
279	Quetzaltenango	San Carlos Sija	6,638	6,325	1.12	5	6.60	11.01	0.11	10.0	0.44	34.5
281	Quetzaltenango	Sibilia	1,910	1,862	0.54	5	6.60	11.01	0.01	10.0	0.66	34.1
302	Quetzaltenango	Cabricán	4,385	3,963	2.40	5	6.60	11.01	0.17	5.2	0.84	31.5
275	Quetzaltenango	Cajolá	2,916	2,783	1.08	5	6.60	11.01	0.05	10.0	0.92	34.9
274	Quetzaltenango	San Miguel Siguilá	1,475	1,389	1.41	5	6.60	11.01	0.03	10.0	0.63	34.9
261	Quetzaltenango	San Juan Ostuncalco	10,074	9,629	1.04	5	6.60	11.01	0.16	10.0	2.45	36.5
283	Quetzaltenango	San Mateo	1,809	1,792	0.13	5	6.60	11.01	0.00	10.0	0.91	33.9
282	Quetzaltenango	Concepción Chiquirichapa	3,549	3,493	0.30	5	6.60	11.01	0.02	10.0	0.81	34.0
304	Quetzaltenango	San Martín Sacatepéquez	5,898	5,597	1.22	5	6.60	11.01	0.12	5.0	0.67	29.8
276	Quetzaltenango	Almolonga	3,515	3,478	0.16	5	6.60	11.01	0.01	10.0	1.86	34.9
249	Quetzaltenango	Cantel	9,035	8,661	0.97	5	6.60	11.01	0.15	10.0	4.70	38.7



306	Quetzaltenango	Huitán	2,489	2,076	4.22	5	6.60	11.01	0.17	0.0	1.87	29.1
286	Quetzaltenango	Zunil	3,335	3,297	0.19	5	6.60	11.01	0.01	10.0	0.33	33.4
305	Quetzaltenango	Colomba Costa Cuca	10,103	9,392	1.72	5	6.60	11.01	0.25	4.5	0.49	29.8
277	Quetzaltenango	San Francisco La Unión	1,616	1,527	1.33	5	6.60	11.01	0.03	10.0	0.56	34.8
287	Quetzaltenango	El Palmar	6,103	5,794	1.21	5	6.60	11.01	0.11	8.8	0.38	33.3
273	Quetzaltenango	Coatepeque	23,422	22,157	1.30	5	6.60	11.01	0.42	10.0	0.52	35.1
284	Quetzaltenango	Génova	7,996	7,044	2.99	5	6.60	11.01	0.35	7.5	0.22	33.9
269	Quetzaltenango	Flores Costa Cuca	4,760	4,437	1.66	5	6.60	11.01	0.11	10.0	0.78	35.4
278	Quetzaltenango	La Esperanza	5,196	5,135	0.20	5	6.60	11.01	0.02	10.0	1.56	34.6
263	Quetzaltenango	Palestina de Los Altos	3,356	3,155	1.45	5	6.60	11.01	0.07	10.0	1.64	36.0
227	Suchitepéquez	Mazatenango	18,322	17,865	0.54	9	7.99	14.47	0.12	10.0	0.46	42.3
217	Suchitepéquez	Cuyotenango	7,749	7,317	1.34	9	7.99	14.47	0.12	10.0	0.31	43.0
216	Suchitepéquez	San Francisco Zapotitlán	5,311	5,106	0.90	9	7.99	14.47	0.05	10.0	0.84	43.0
192	Suchitepéquez	San Bernardino	3,578	3,311	1.84	9	7.99	14.47	0.07	10.0	1.12	44.2
220	Suchitepéquez	San José El Ídolo	2,362	2,232	1.32	9	7.99	14.47	0.03	10.0	0.25	42.8
201	Suchitepéquez	Santo Domingo Suchitepéquez	9,603	8,835	1.97	9	7.99	14.47	0.22	10.0	0.40	43.8
246	Suchitepéquez	San Lorenzo	3,066	2,710	2.92	9	7.99	14.47	0.09	4.2	0.48	38.9
186	Suchitepéquez	Samayac	5,807	5,601	0.81	9	7.99	14.47	0.05	10.0	3.57	45.7
194	Suchitepéquez	San Pablo Jocopilas	4,800	4,579	1.09	9	7.99	14.47	0.06	10.0	1.83	44.2
188	Suchitepéquez	San Antonio Suchitepéquez	12,285	11,481	1.60	9	7.99	14.47	0.25	10.0	2.10	45.2
248	Suchitepéquez	San Miguel Panán	2,135	1,961	2.01	9	7.99	14.47	0.05	4.9	0.58	38.8
208	Suchitepéquez	San Gabriel	1,714	1,638	1.05	9	7.99	14.47	0.02	10.0	1.04	43.3
236	Suchitepéquez	Chicacao	12,027	10,746	2.67	9	7.99	14.47	0.42	7.0	0.64	41.9
285	Suchitepéquez	Patulul	9,238	8,587	1.73	9	7.99	14.47	0.19	0.0	0.27	33.4
193	Suchitepéquez	Santa Bárbara	5,725	5,178	2.38	9	7.99	14.47	0.16	10.0	0.47	44.2
189	Suchitepéquez	San Juan Bautista	1,784	1,562	3.13	9	7.99	14.47	0.06	10.0	0.34	44.7
223	Suchitepéquez	Santo Tomas La Unión	2,640	2,523	1.05	9	7.99	14.47	0.03	10.0	0.35	42.6



233	Suchitepéquez	Zunilito	1,849	1,810	0.44	9	7.99	14.47	0.01	10.0	0.36	42.0
210	Suchitepéquez	Pueblo Nuevo	2,533	2,443	0.82	9	7.99	14.47	0.02	10.0	1.08	43.1
202	Suchitepéquez	Río Bravo	6,396	5,817	2.25	9	7.99	14.47	0.15	10.0	0.19	43.8
212	Suchitepéquez	San José La Máquina	5,302	4,947	1.64	9	7.99	14.47	0.10	10.0	0.14	43.1
244	Retalhuleu	Retalhuleu	21,293	20,058	1.40	8	7.80	14.41	0.33	7.4	0.24	40.0
200	Retalhuleu	San Sebastián	6,502	6,285	0.76	8	7.80	14.41	0.06	10.0	2.32	43.8
219	Retalhuleu	Santa Cruz Muluá	3,085	2,847	1.90	8	7.80	14.41	0.07	10.0	0.24	42.9
214	Retalhuleu	San Martín Zapotitlán	2,733	2,602	1.14	8	7.80	14.41	0.04	10.0	1.16	43.0
211	Retalhuleu	San Felipe	5,371	5,207	0.69	8	7.80	14.41	0.05	10.0	1.70	43.1
228	Retalhuleu	San Andrés Villa Seca	10,538	9,739	1.87	8	7.80	14.41	0.24	9.1	0.42	42.3
215	Retalhuleu	Champerico	7,729	7,105	1.99	8	7.80	14.41	0.16	10.0	0.18	43.0
206	Retalhuleu	Nuevo San Carlos	8,491	7,539	2.81	8	7.80	14.41	0.29	8.2	1.38	43.3
198	Retalhuleu	El Asintal	7,970	7,258	2.22	8	7.80	14.41	0.21	10.0	0.73	43.9
122	San Marcos	San Marcos	10,056	9,797	0.56	10	11.46	17.72	0.08	10.0	0.83	50.7
123	San Marcos	San Pedro Sacatepéquez	17,738	17,273	0.57	10	11.46	17.72	0.15	10.0	0.68	50.6
103	San Marcos	San Antonio Sacatepéquez	4,087	3,817	1.61	10	11.46	17.72	0.09	10.0	0.51	51.4
60	San Marcos	Comitancillo	10,147	7,693	6.19	10	11.46	17.72	1.03	8.5	0.92	55.9
159	San Marcos	San Miguel Ixtahuacán	8,146	6,868	3.98	10	11.46	17.72	0.54	4.3	0.56	48.6
79	San Marcos	Concepción Tutuapa	11,995	8,593	7.28	10	11.46	17.72	1.35	4.7	0.81	53.3
140	San Marcos	Tacaná	13,180	12,023	2.18	10	11.46	17.72	0.49	7.5	0.55	49.9
95	San Marcos	Sibinal	2,464	1,931	5.53	10	11.46	17.72	0.24	6.6	0.18	51.8
141	San Marcos	Tajumulco	9,265	7,878	3.79	10	11.46	17.72	0.55	6.0	0.36	49.9
146	San Marcos	Tejutla	7,335	6,646	2.34	10	11.46	17.72	0.26	7.4	0.59	49.8
120	San Marcos	San Rafael Pie de la Cuesta	3,759	3,622	0.84	10	11.46	17.72	0.04	10.0	0.65	50.7
135	San Marcos	Nuevo Progreso	6,268	5,702	2.24	10	11.46	17.72	0.20	8.0	0.47	50.1
126	San Marcos	El Tumbador	9,000	8,227	2.13	10	11.46	17.72	0.29	7.7	1.20	50.5
241	San Marcos	San José el Rodeo	3,725	3,573	0.95	10	11.46	17.72	0.05	0.0	0.48	40.7



151	San Marcos	Malacatán	18,307	17,324	1.29	10	11.46	17.72	0.36	7.7	0.98	49.5
106	San Marcos	Catarina	6,715	6,385	1.17	10	11.46	17.72	0.10	10.0	0.85	51.3
138	San Marcos	Ayutla	8,685	8,513	0.41	10	11.46	17.72	0.05	10.0	0.39	50.0
144	San Marcos	Ocós	2,573	2,529	0.34	10	11.46	17.72	0.01	10.0	0.32	49.9
197	San Marcos	San Pablo	9,898	9,379	1.26	10	11.46	17.72	0.19	2.6	0.87	44.1
98	San Marcos	El Quetzal	4,633	4,297	1.78	10	11.46	17.72	0.12	10.0	0.59	51.7
117	San Marcos	La Reforma	3,688	3,295	2.67	10	11.46	17.72	0.14	8.4	0.41	50.8
238	San Marcos	Pajapita	4,723	4,428	1.52	10	11.46	17.72	0.10	0.0	0.57	41.4
171	San Marcos	Ixchiguán	4,226	3,816	2.42	10	11.46	17.72	0.16	5.7	0.26	47.7
180	San Marcos	San José Ojetenam	3,153	2,936	1.68	10	11.46	17.72	0.08	5.2	0.65	46.8
107	San Marcos	San Cristóbal Cucho	3,424	3,229	1.37	10	11.46	17.72	0.07	10.0	0.62	51.2
66	San Marcos	Sipacapa	3,550	2,427	8.14	10	11.46	17.72	0.46	7.0	0.28	55.1
102	San Marcos	Esquipulas Palo Gordo	2,629	2,531	0.86	10	11.46	17.72	0.03	10.0	1.37	51.4
116	San Marcos	Río Blanco	1,124	1,061	1.35	10	11.46	17.72	0.02	10.0	0.32	50.9
87	San Marcos	San Lorenzo	2,506	2,283	2.21	10	11.46	17.72	0.08	10.0	1.17	52.6
93	San Marcos	La Blanca	6,695	6,076	2.30	10	11.46	17.72	0.20	10.0	0.67	52.4
52	Huehuetenango	Huehuetenango	26,994	26,648	0.22	13	12.84	18.63	0.12	10.0	1.25	56.2
67	Huehuetenango	Chiantla	16,920	13,721	4.82	13	12.84	18.63	1.35	3.7	0.39	54.9
70	Huehuetenango	Malacatancito	4,017	3,461	3.50	13	12.84	18.63	0.20	6.1	0.14	54.6
41	Huehuetenango	Cuilco	11,367	9,208	4.84	13	12.84	18.63	0.89	6.8	0.21	57.4
43	Huehuetenango	Nentón	8,523	5,876	7.99	13	12.84	18.63	1.13	3.3	0.12	57.2
37	Huehuetenango	San Pedro Necta	7,097	5,812	4.61	13	12.84	18.63	0.53	7.9	0.67	58.4
44	Huehuetenango	Jacaltenango	9,328	8,657	1.77	13	12.84	18.63	0.22	10.0	0.39	57.0
81	Huehuetenango	San Pedro Soloma	8,913	7,898	2.86	13	12.84	18.63	0.45	4.7	0.40	53.1
24	Huehuetenango	San Ildefonso Ixtahuacán	7,984	5,635	7.56	13	12.84	18.63	1.01	7.8	0.50	61.5
28	Huehuetenango	Santa Bárbara	5,689	3,969	7.77	13	12.84	18.63	0.74	6.3	0.50	60.0
40	Huehuetenango	La Libertad	7,261	5,953	4.59	13	12.84	18.63	0.54	6.9	0.78	57.4



51	Huehuetenango	La Democracia	11,101	9,645	3.31	13	12.84	18.63	0.55	7.0	0.84	56.3
23	Huehuetenango	San Miguel Acatán	4,430	3,310	6.48	13	12.84	18.63	0.54	9.5	0.38	61.5
38	Huehuetenango	San Rafael La Independencia	2,311	2,029	3.07	13	12.84	18.63	0.14	10.0	0.49	58.4
56	Huehuetenango	Todos Santos Cuchumatán	6,034	5,161	3.66	13	12.84	18.63	0.34	7.2	0.24	56.1
29	Huehuetenango	San Juan Atitán	4,163	3,448	4.37	13	12.84	18.63	0.26	10.0	0.65	59.9
39	Huehuetenango	Santa Eulalia	6,559	4,742	7.11	13	12.84	18.63	0.76	4.9	0.25	57.7
58	Huehuetenango	San Mateo Ixtatán	7,015	5,195	6.65	13	12.84	18.63	0.86	3.6	0.16	55.9
21	Huehuetenango	Colotenango	5,977	4,526	6.22	13	12.84	18.63	0.67	10.0	1.07	62.6
31	Huehuetenango	San Sebastián Huehuetenango	5,722	4,320	6.28	13	12.84	18.63	0.62	7.4	0.64	59.6
32	Huehuetenango	Tectitán	1,824	1,500	4.52	13	12.84	18.63	0.15	9.6	0.33	59.2
33	Huehuetenango	Concepción Huista	3,545	3,026	3.71	13	12.84	18.63	0.21	10.0	0.29	58.9
46	Huehuetenango	San Juan Ixcoy	4,279	3,013	7.60	13	12.84	18.63	0.49	4.0	0.20	57.0
35	Huehuetenango	San Antonio Huista	3,948	3,397	3.53	13	12.84	18.63	0.18	10.0	0.23	58.6
48	Huehuetenango	San Sebastián Coatán	4,141	3,504	3.90	13	12.84	18.63	0.24	7.4	0.25	56.5
20	Huehuetenango	Santa Cruz Barillas	17,678	11,248	9.37	13	12.84	18.63	2.87	7.6	0.19	64.7
47	Huehuetenango	Aguacatán	9,941	8,304	4.18	13	12.84	18.63	0.65	6.7	0.36	56.5
22	Huehuetenango	San Rafael Petzal	2,170	1,670	5.90	13	12.84	18.63	0.20	10.0	0.97	61.7
17	Huehuetenango	San Gaspar Ixchil	1,469	651	14.41	13	12.84	18.63	0.36	6.1	0.57	66.1
54	Huehuetenango	Santiago Chimaltenango	2,529	2,245	2.82	13	12.84	18.63	0.07	7.6	1.07	56.2
45	Huehuetenango	Santa Ana Huista	2,334	2,133	2.13	13	12.84	18.63	0.06	10.0	0.14	57.0
104	Huehuetenango	Unión Cantinil	3,420	3,159	1.88	13	12.84	18.63	0.10	3.9	0.81	51.3
34	Huehuetenango	Petatán	1,346	1,173	3.24	13	12.84	18.63	0.06	10.0	0.77	58.7
62	Quiché	Santa Cruz del Quiché	15,277	13,794	2.42	12	12.28	17.78	0.44	9.8	1.29	55.7
132	Quiché	Chiché	4,913	4,221	3.56	12	12.28	17.78	0.26	4.1	0.46	50.2
55	Quiché	Chinique	2,191	1,837	4.10	12	12.28	17.78	0.11	9.6	0.60	56.1
64	Quiché	Zacualpa	5,706	4,722	4.39	12	12.28	17.78	0.35	8.5	0.21	55.2
27	Quiché	Chajul	8,416	4,722	11.33	12	12.28	17.78	1.26	5.5	0.17	60.0



125	Quiché	Santo Tomás Chichicastenango	22,786	21,771	1.05	12	12.28	17.78	0.37	6.6	0.75	50.6
84	Quiché	Patzitè	1,065	1,024	0.89	12	12.28	17.78	0.01	10.0	0.20	52.9
176	Quiché	San Antonio Ilotenango	4,251	4,049	1.13	12	12.28	17.78	0.08	3.6	0.73	47.3
115	Quiché	San Pedro Jocopilas	4,623	4,003	3.39	12	12.28	17.78	0.25	5.5	0.11	51.0
59	Quiché	Cunén	6,687	5,822	3.26	12	12.28	17.78	0.33	10.0	0.54	55.9
76	Quiché	San Juan Cotzal	5,624	4,029	7.28	12	12.28	17.78	0.55	3.5	0.38	53.4
61	Quiché	Joyabaj	14,815	12,603	3.78	12	12.28	17.78	0.73	8.9	0.58	55.8
63	Quiché	Santa María Nebaj	14,708	11,452	5.66	12	12.28	17.78	0.99	7.0	0.26	55.7
50	Quiché	San Andrés Sajcabajá	5,185	3,690	7.41	12	12.28	17.78	0.41	6.7	0.11	56.4
16	Quiché	San Miguel Uspantán	12,267	5,558	14.15	12	12.28	17.78	2.21	8.5	0.16	66.8
73	Quiché	Sacapulas	8,904	7,343	4.46	12	12.28	17.78	0.56	6.5	0.54	53.9
69	Quiché	San Bartolomé Jocotenango	1,980	1,179	10.44	12	12.28	17.78	0.32	1.9	0.22	54.7
53	Quiché	Canillá	2,703	1,882	7.81	12	12.28	17.78	0.22	6.2	0.21	56.2
36	Quiché	Chicamán	7,451	3,778	12.74	12	12.28	17.78	1.22	2.5	0.17	58.4
49	Quiché	Playa Grande Ixcán	18,651	15,047	4.93	12	12.28	17.78	1.18	8.4	0.13	56.4
74	Quiché	Pachalum	2,239	2,088	1.65	12	12.28	17.78	0.03	10.0	0.31	53.7
181	Baja Verapaz	Salamá	15,726	14,144	2.51	10	9.14	15.94	0.40	9.0	0.18	46.8
226	Baja Verapaz	San Miguel Chicaj	7,289	6,106	4.12	10	9.14	15.94	0.34	2.9	0.25	42.3
158	Baja Verapaz	Rabinal	9,462	8,161	3.47	10	9.14	15.94	0.35	10.0	0.18	48.7
155	Baja Verapaz	Cubulco	12,445	8,451	8.26	10	9.14	15.94	1.11	4.8	0.28	49.2
218	Baja Verapaz	Granados	3,603	3,086	3.63	10	9.14	15.94	0.11	4.4	0.12	42.9
174	Baja Verapaz	Santa Cruz El Chol	2,453	2,214	2.43	10	9.14	15.94	0.05	10.0	0.15	47.4
166	Baja Verapaz	San Jerónimo	6,151	5,425	2.97	10	9.14	15.94	0.18	10.0	0.12	48.0
25	Baja Verapaz	Purulhá	10,874	4,189	15.92	10	9.14	15.94	2.19	8.0	0.53	61.3
13	Alta Verapaz	Cobán	43,165	24,924	10.91	15	15.00	20.00	3.11	5.0	0.21	69.3
19	Alta Verapaz	Santa Cruz Verapaz	6,066	4,969	4.60	15	15.00	20.00	0.20	8.9	1.46	65.2
15	Alta Verapaz	San Cristóbal Verapaz	12,172	9,216	6.22	15	15.00	20.00	0.60	9.4	0.80	67.0



18	Alta Verapaz	Tactic	7,802	6,401	4.57	15	15.00	20.00	0.24	10.0	0.99	65.8
10	Alta Verapaz	Tamahú	3,614	2,105	10.78	15	15.00	20.00	0.30	10.0	0.40	71.5
6	Alta Verapaz	San Miguel Tucurú	8,375	4,127	13.11	15	15.00	20.00	0.79	10.0	1.02	74.9
7	Alta Verapaz	Panzós	13,066	5,252	15.48	15	15.00	20.00	1.50	6.6	0.24	73.9
2	Alta Verapaz	Senahú	16,573	3,789	20.00	15	15.00	20.00	2.49	5.8	0.60	78.9
4	Alta Verapaz	San Pedro Carchá	43,589	16,960	15.82	15	15.00	20.00	5.00	4.9	0.47	76.2
11	Alta Verapaz	San Juan Chamelco	11,064	5,901	12.06	15	15.00	20.00	0.94	6.1	1.58	70.7
1	Alta Verapaz	San Agustín Lanquín	4,382	1,010	19.95	15	15.00	20.00	0.65	8.5	0.25	79.3
3	Alta Verapaz	Santa María Cahabón	11,707	2,815	19.69	15	15.00	20.00	1.72	7.1	0.15	78.7
14	Alta Verapaz	Chisec	14,919	8,853	10.49	15	15.00	20.00	1.19	7.3	0.16	69.1
5	Alta Verapaz	Chahal	5,029	1,536	18.00	15	15.00	20.00	0.65	7.2	0.17	76.0
9	Alta Verapaz	Fray Bartolomé de Las Casas	12,554	5,625	14.28	15	15.00	20.00	1.26	6.4	0.11	72.0
8	Alta Verapaz	Santa Catalina La Tinta	7,710	4,554	10.56	15	15.00	20.00	0.58	10.0	1.06	72.2
12	Alta Verapaz	Raxruhá	6,659	3,711	11.43	15	15.00	20.00	0.57	7.2	0.15	69.3
179	Petén	Flores	10,321	9,192	2.74	10	9.18	15.41	0.17	10.0	0.01	47.1
113	Petén	San José	1,443	1,060	6.81	10	9.18	15.41	0.07	10.0	0.00	51.1
172	Petén	San Benito	11,419	10,369	2.29	10	9.18	15.41	0.17	10.0	0.89	47.5
42	Petén	San Andrés	7,189	3,235	14.23	10	9.18	15.41	0.73	8.2	0.00	57.4
163	Petén	La Libertad	15,909	12,728	5.10	10	9.18	15.41	0.62	8.5	0.02	48.5
105	Petén	San Francisco	3,525	2,581	6.87	10	9.18	15.41	0.18	10.0	0.10	51.3
111	Petén	Santa Ana	4,997	3,700	6.66	10	9.18	15.41	0.23	10.0	0.04	51.1
82	Petén	Dolores	5,895	3,636	9.88	10	9.18	15.41	0.44	8.4	0.01	52.9
149	Petén	San Luis	15,470	10,005	9.10	10	9.18	15.41	1.06	5.4	0.05	49.7
75	Petén	Sayaxché	19,461	13,339	8.09	10	9.18	15.41	1.27	10.0	0.05	53.6
161	Petén	Melchor de Mencos	6,822	5,231	5.97	10	9.18	15.41	0.27	8.1	0.02	48.6
90	Petén	Poptún	11,894	8,017	8.39	10	9.18	15.41	0.71	9.2	0.06	52.6
168	Petén	Las Cruces	7,049	5,342	6.20	10	9.18	15.41	0.33	7.2	0.03	47.9



183	Petén	El Chal	3,256	2,050	9.55	10	9.18	15.41	0.21	2.1	0.03	46.0
256	Izabal	Puerto Barrios	26,612	25,543	0.94	8	8.32	12.13	0.14	7.3	0.16	37.2
175	Izabal	Livingston	15,934	10,187	9.29	8	8.32	12.13	0.95	8.4	0.08	47.3
162	Izabal	El Estor	13,845	6,886	12.99	8	8.32	12.13	1.34	5.5	0.05	48.5
251	Izabal	Morales	24,458	21,026	3.55	8	8.32	12.13	0.51	5.5	0.16	38.4
231	Izabal	Los Amates	13,937	11,698	4.08	8	8.32	12.13	0.36	8.9	0.08	42.1
245	Zacapa	Zacapa	15,235	13,863	2.24	6	7.09	12.02	0.21	9.5	2.65	40.0
264	Zacapa	Estanzuela	2,518	2,478	0.30	6	7.09	12.02	0.00	10.0	0.22	35.9
259	Zacapa	Río Hondo	5,825	5,558	1.08	6	7.09	12.02	0.03	10.0	0.10	36.6
247	Zacapa	Gualán	10,927	9,425	3.47	6	7.09	12.02	0.25	9.6	0.14	38.9
262	Zacapa	Teculután	4,459	4,304	0.80	6	7.09	12.02	0.02	10.0	0.18	36.4
254	Zacapa	Usumatlán	3,069	2,839	1.84	6	7.09	12.02	0.03	10.0	0.10	37.4
253	Zacapa	Cabañas	3,351	3,058	2.17	6	7.09	12.02	0.04	10.0	0.21	37.8
252	Zacapa	San Diego	1,686	1,521	2.44	6	7.09	12.02	0.02	10.0	0.05	37.9
199	Zacapa	La Unión	6,756	4,732	7.70	6	7.09	12.02	0.40	10.0	0.34	43.8
250	Zacapa	Huité	2,714	2,379	3.11	6	7.09	12.02	0.05	10.0	0.04	38.6
255	Zacapa	San Jorge	2,892	2,710	1.53	6	7.09	12.02	0.03	10.0	0.33	37.3
89	Chiquimula	Chiquimula	25,038	23,040	1.97	13	11.49	15.90	0.41	9.4	0.78	52.6
94	Chiquimula	San José La Arada	2,232	2,043	2.10	13	11.49	15.90	0.03	10.0	0.12	52.3
68	Chiquimula	San Juan Ermita	3,677	2,899	5.41	13	11.49	15.90	0.16	8.9	0.40	54.9
26	Chiquimula	Jocotán	12,551	7,032	11.35	13	11.49	15.90	1.36	6.9	1.01	60.6
30	Chiquimula	Camotán	10,763	6,779	9.54	13	11.49	15.90	0.96	8.8	0.54	59.9
88	Chiquimula	Olopa	5,679	4,598	4.85	13	11.49	15.90	0.24	7.1	0.39	52.6
71	Chiquimula	Esquipulas	12,578	10,695	3.79	13	11.49	15.90	0.37	9.9	0.22	54.4
97	Chiquimula	Concepción Las Minas	3,106	2,917	1.48	13	11.49	15.90	0.03	10.0	0.15	51.7
85	Chiquimula	Quezaltepeque	6,688	5,978	2.66	13	11.49	15.90	0.13	9.6	0.26	52.7
77	Chiquimula	San Jacinto	2,876	2,552	2.83	13	11.49	15.90	0.06	10.0	0.48	53.4



101	Chiquimula	Ipala	5,729	5,448	1.17	13	11.49	15.90	0.05	10.0	0.21	51.5
119	Jalapa	Jalapa	33,416	30,135	2.45	12	11.87	16.95	0.71	6.6	0.66	50.8
57	Jalapa	San Pedro Pinula	12,101	8,728	7.16	12	11.87	16.95	0.77	7.4	0.25	56.0
99	Jalapa	San Luis Jilotepeque	6,107	5,623	1.96	12	11.87	16.95	0.09	9.0	0.19	51.6
80	Jalapa	San Manuel Chaparrón	2,205	1,968	2.69	12	11.87	16.95	0.04	10.0	0.14	53.2
65	Jalapa	San Carlos Alzatate	3,572	3,020	3.92	12	11.87	16.95	0.13	9.1	1.71	55.2
83	Jalapa	Monjas	6,625	6,044	2.18	12	11.87	16.95	0.11	10.0	0.24	52.9
137	Jalapa	Mataquesuintla	9,442	8,421	2.71	12	11.87	16.95	0.20	6.4	0.33	50.0
177	Jutiapa	Jutiapa	32,507	30,115	1.81	10	10.26	16.51	0.45	8.0	0.51	47.3
169	Jutiapa	El Progreso	5,729	5,578	0.58	10	10.26	16.51	0.02	10.0	0.72	47.8
167	Jutiapa	Santa Catarina Mita	7,609	7,305	0.93	10	10.26	16.51	0.05	10.0	0.48	48.0
173	Jutiapa	Agua Blanca	4,353	4,189	0.87	10	10.26	16.51	0.02	10.0	0.10	47.5
182	Jutiapa	Asunción Mita	12,705	12,255	0.81	10	10.26	16.51	0.07	8.8	0.22	46.4
129	Jutiapa	Yupiltepeque	3,962	3,543	2.65	10	10.26	16.51	0.07	10.0	1.05	50.3
164	Jutiapa	Atescatempa	4,942	4,694	1.20	10	10.26	16.51	0.04	10.0	0.60	48.3
157	Jutiapa	Jerez	1,869	1,720	1.97	10	10.26	16.51	0.02	10.0	0.23	48.7
134	Jutiapa	El Adelanto	1,474	1,292	3.11	10	10.26	16.51	0.03	10.0	0.46	50.1
118	Jutiapa	Zapotitlán	2,049	1,726	4.00	10	10.26	16.51	0.06	10.0	0.24	50.8
100	Jutiapa	Comapa	7,086	5,900	4.25	10	10.26	16.51	0.23	10.0	0.55	51.5
154	Jutiapa	Jalpatagua	7,091	6,448	2.25	10	10.26	16.51	0.11	10.0	0.31	49.2
86	Jutiapa	Conguaco	4,491	2,998	8.56	10	10.26	16.51	0.34	6.8	0.41	52.7
139	Jutiapa	Moyuta	9,589	8,011	4.18	10	10.26	16.51	0.28	8.7	0.23	49.9
124	Jutiapa	Pasaco	2,143	1,725	4.97	10	10.26	16.51	0.07	9.0	0.05	50.6
165	Jutiapa	San José Acatempa	3,580	3,399	1.21	10	10.26	16.51	0.03	10.0	0.43	48.2
160	Jutiapa	Quesada	5,588	5,261	1.42	10	10.26	16.51	0.05	10.0	0.61	48.6



