



PLAN INDICATIVO DE **ELECTRIFICACIÓN RURAL**

Objetivo 3, Eje "Electrificación Rural"



PRESENTACIÓN

El Ministerio de Energía y Minas, como ente del estado rector de políticas y planes respectivos al acceso al servicio de energía eléctrica de la República de Guatemala, en cumplimiento de la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032, por medio de la Unidad de Planeación Energético Minero presenta el primer Plan Indicativo de Electrificación Rural.

El índice de cobertura eléctrica del país hasta mayo de 2019 había alcanzado un 92.06%, así mismo este Ministerio se encuentra a la espera de los resultados oficiales del Censo de Población y Vivienda realizado en 2018 con el fin de contar con un índice con datos verificados por comunidad, ya que hasta la fecha los indicadores de cobertura eléctrica han sido estimados.

Con el objetivo de cumplir con las metas establecidas en las políticas energéticas y planes nacionales vigentes, se considera necesario establecer una hoja de ruta estratégica y operativa que permita hacer alcanzables las metas.

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 primer 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 2032 que el indicador de acceso al servicio de energía eléctrica sea de 99.99% 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 se alcanzará el acceso físico al servicio de energía eléctrica en cumplimiento de las funciones y atributos de este Ministerio.

MA. Ing. Gabriel Armando Velásquez
Director técnico UPEM

RESUMEN EJECUTIVO

El Ministerio de Energía y Minas con la finalidad de liderar el camino hacia la consecución de las metas de acceso a la cobertura de energía eléctrica del país, en primer punto integrando el acceso al suministro de energía eléctrica dentro de la Política Energética 2019-2050, a partir de la cual se elabora la Política de Electrificación Rural 2019-2032 en la que se establecieron las directrices para alcanzar el 99.99% de cobertura para el año 2032. En cuanto a los mecanismos de ejecución y operación se elabora el presente: "Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020 - 2032".

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 y el consumo de leña.

A partir de la priorización, se describen los mecanismos técnicos de electrificación rural: Conexión a la red, sistemas aislados y usuarios auto productores. 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, 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	3
RESUMEN EJECUTIVO	5
1. ACTORES EN LOS PROCESOS DE ELECTRIFICACIÓN	13
1.1. MARCO LEGAL Y ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	13
1.1.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)	14
1.1.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)	15
1.1.3. INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	16
1.1.4. AGENTES DISTRIBUIDORES Y EEM'S	17
1.2. FUNDAMENTO LEGAL	18
1.2.1. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LA REPUBLICA Y LA LEY DEL ORGANISMO EJECUTIVO	18
1.2.2. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS	20
1.2.3. LEY ORGÁNICA DEL INDE	23
1.2.4. POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 – 2027	24
1.2.5. POLÍTICA ENERGÉTICA 2019 – 2050	25
1.2.6. POLÍTICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 2019 – 2032	25
1.3. CONSIDERACIONES SOCIOAMBIENTALES	28
1.3.1. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)	28
1.3.2. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032	28
1.3.3. ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	29
2. CONTEXTO HISTÓRICO	31
2.1. CONSUMO ENERGÉTICO EN EL ÁREA RURAL	31
2.1.1. BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO EN SECTOR RESIDENCIAL	33
2.1.2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN EL ÁREA RURAL	34
2.1.3. CONSUMO DE LEÑA	35
2.2. ENTORNO SOCIOECONÓMICO EN EL AREA RURAL	36
2.2.1. DENSIDAD POBLACIONAL	36
2.2.2. INGRESOS ECONÓMICOS	37
2.2.3. INDICE DE DESARROLLO HUMANO	39
2.2.4. INDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL	41
2.3. CARACTERÍSTICAS ÉTNICAS EN EL ÁREA RURAL	43
2.4. ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA	47
2.5. COBERTURA ELÉCTRICA POR DEPARTAMENTO	49
2.6. COBERTURA ELÉCTRICA POR MUNICIPIO	49
2.7. USUARIOS SIN SUMINISTRO	51
2.8. IMPACTO DE LA ELECTRIFICACIÓN	51
2.9. PROYECTOS HISTÓRICOS DE ELECTRIFICACIÓN	52
2.10. CARTERA DE INVERSIONES	55
2.11. COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	57

3.	CONSIDERACIONES DEL PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	61
3.1.	PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	61
3.2.	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA PRIORIDAD DE LOS PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	62
3.3.	ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA NO SUMINISTRADA.....	66
3.3.1.	COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	66
3.4.	ESTIMACIÓN DEL COSTO DE ELECTRIFICACIÓN	68
3.5.	PROCESOS DE ELECTRIFICACIÓN RECONOCIDOS	68
3.5.1.	CONEXIÓN A LA RED	68
3.5.2.	SISTEMAS AISLADOS O MICROREDES	70
3.5.3.	USUARIOS AUTOPRODUCTORES.....	70
4.	PLAN DE ACCIÓN INSTITUCIONAL.....	74
4.1.	ACCIONES INSTITUCIONALES	74
4.1.1.	DIRECCION GENERAL DE ENERGÍA	74
4.1.2.	UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO	74
4.2.	SISTEMA DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN	74
4.3.	IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA DE USUARIOS NO ELECTRIFICADOS	77
4.4.	ELABORACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	78
4.5.	GESTIÓN INTERINSTITUCIONAL DE APOYO PRODUCTIVO	79
5.	MECANISMOS PARA AMPLIAR LA COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	81
5.1.	INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	82
5.2.	PROGRAMAS DE INVERSIÓN PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL ESTABLECIDOS EN LOS PLIEGOS TARIFARIOS EMITIDOS POR LA CNEE.....	83
5.3.	APORTES DEL GOBIERNO CENTRAL.....	83
5.3.1.	CONSIDERACIONES DEL SUBSIDIO	86
5.4.	COOPERACIÓN INTERNACIONAL	87
6.	RECOMENDACIONES.....	88
	ANEXOS.....	89
	A – REFERENCIAS	89
	B – Acrónimos, Múltiplos y Unidades de Medida	89
	C – DEFINICIONES	90
	D – LISTADO COMPLETO DE MUNICIPIOS PRIORIZADOS	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Valorización de las premisas técnicas y socioeconómicas.....	27
Tabla 2: Frecuencias relativas de consumo de energía eléctrica mensual, sector residencial.....	34
Tabla 3: Índice de cobertura eléctrica por deciles	50
Tabla 4: Inversión y usuarios beneficiados de proyectos de electrificación.	53
Tabla 5: Usuarios, comunidades e inversión anual en proyectos de electrificación.	54
Tabla 6: Peso de los indicadores socioeconómicos y técnicos.	63
Tabla 7: Municipios priorizados.....	64
Tabla 8: Estimación de energía y potencia no suministrada por departamento. ..	66
Tabla 9: Estimación del costo de la energía no suministrada por departamento. ..	67
Tabla 10: Estimaciones de energía y potencia no suministradas por municipios, y precios de la energía no suministrada en un año.....	67
Tabla 11: Inversión mínima estimada por año	68
Tabla 12: Premisas del plan de desarrollo.	79
Tabla 13: Metas de cobertura eléctrica.....	86

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Consumo anual de energéticos primarios y secundarios.	32
Gráfica 2: Balance Energético Histórico en Sector Residencial.....	33
Gráfica 3: Energía eléctrica consumida por el sector residencial.....	35
Gráfica 4: Demanda de leña per cápita en el área rural a nivel departamental. 35	
Gráfica 5: Demanda energética de leña del sector residencial.	36
Gráfica 6: Densidad poblacional.	37
Gráfica 7: Ingresos laborales mensuales.	38
Gráfica 8: Promedio de ingresos laborales mensuales.	38
Gráfica 9: Comparación de ingresos mensuales.....	39
Gráfica 10: Índice de desarrollo humano.	39
Gráfica 11: Distribución del índice de desarrollo humano.	40
Gráfica 12: Índice de desarrollo humano departamental.....	40
Gráfica 13: Índice de pobreza multidimensional.	41
Gráfica 14: Índice de pobreza multidimensional por departamento.	42
Gráfica 15: Distribución étnica.....	43
Gráfica 16: Distribución de la población maya por departamento.	44
Gráfica 17: Distribución de la población Xinka por departamento.....	44
Gráfica 18: Distribución de la población garífuna por departamento.....	45
Gráfica 19: Distribución de la población ladina por departamento.	45
Gráfica 20: Distribución de la población Afrodescendiente/Creole/Afromestizo por departamento.....	46
Gráfica 21: Composición étnica departamental.	46
Gráfica 22: Índice de cobertura eléctrica por región.	47
Gráfica 23: Usuarios sin electrificar.	48

Gráfica 24: Índice de cobertura y cantidad de usuarios sin suministro por departamento.....	49
Gráfica 25: Índice de cobertura eléctrica por municipio.	50
Gráfica 26: Cantidad de usuarios sin cobertura eléctrica.	51
Gráfica 27: Impacto de la electrificación por municipios.....	52
Gráfica 28: Costo medio invertido para electrificar un usuario.	54
Gráfica 29: Usuarios y Proyectos identificados por departamento.	55
Gráfica 30: Usuarios identificados en la cartera de proyectos del INDE, por departamento.....	56
Gráfica 31: Proyectos identificados del INDE, por departamento.	56
Gráfica 32: Simulación del costo de la factura eléctrica para Baja Tensión Simple.	57
Gráfica 33: Simulación del costo de la factura eléctrica para la Tarifa social.	58
Gráfica 34: Costo de inversión de plantas generadoras con energías no renovables.	72
Gráfica 35: Referencia de costos de manufactura de baterías.	72

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1: Identificación de primeros veinte municipios a priorizar, ubicados en Alta Verapaz.....	65
Mapa 2: Identificación de primeros veinte municipios a priorizar, ubicados en Quiché y Huehuetenango.	65
Mapa 3: Zonas de autorización, para empresas distribuidoras.....	69

**Consideraciones
Del 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 95% del índice de cobertura eléctrica en el año 2027, y al menos 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.

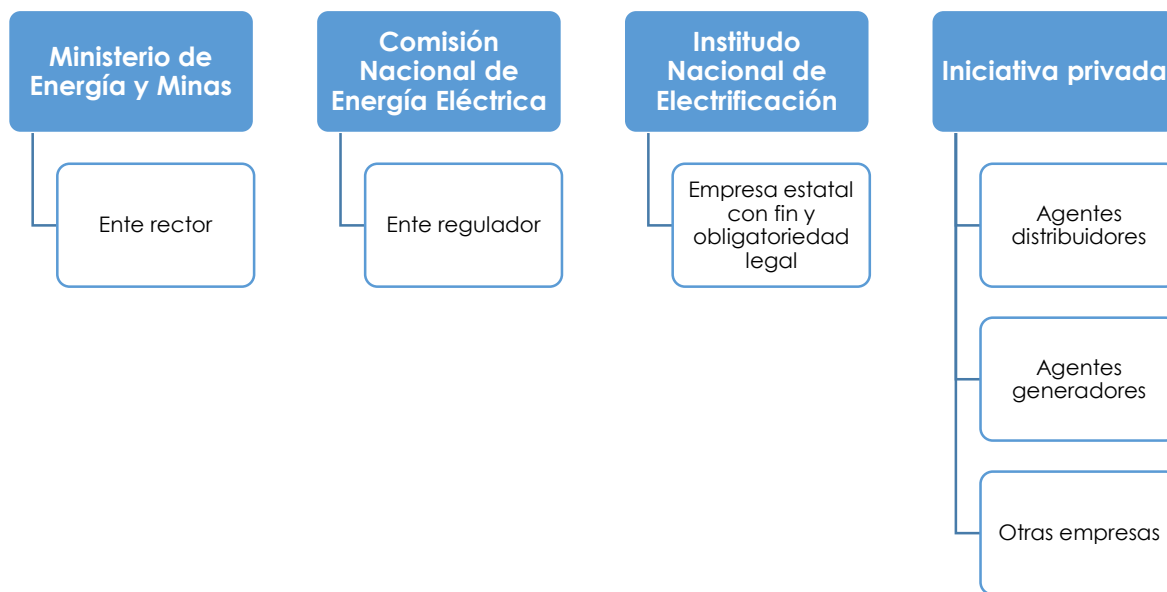


Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, elaboración propia.

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.



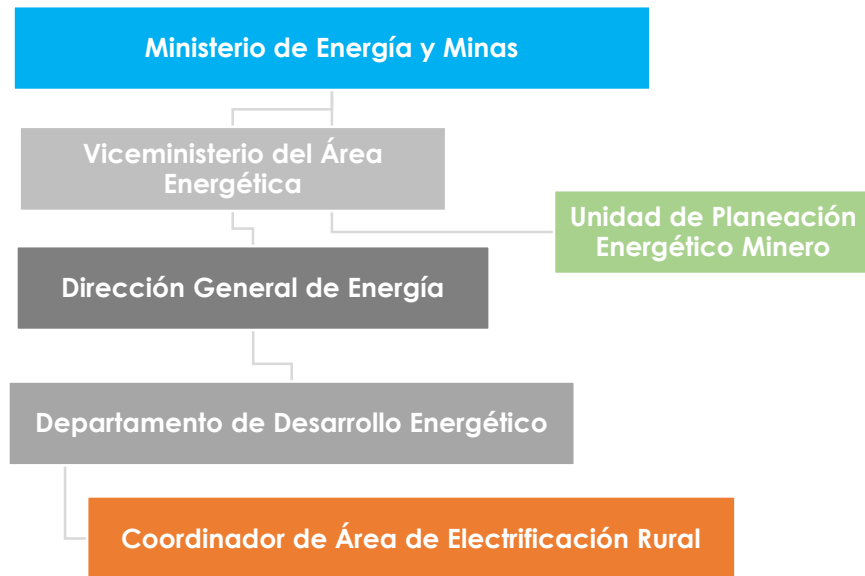
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, elaboración propia.

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 con lo dispuesto en el marco legal y reglamentario vigente.

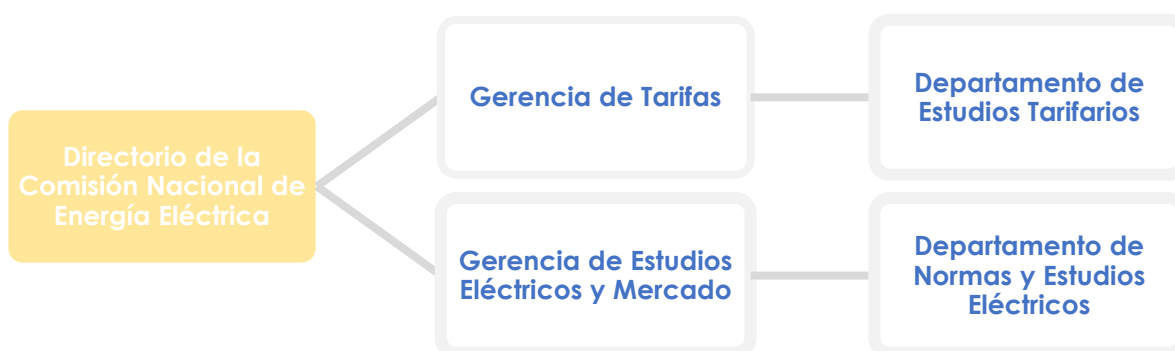
La CNEE le corresponde por mandato legal establecer el reconocimiento a las distribuidoras finales de electricidad la expansión de la red de distribución en las áreas autorizadas mediante los estudios tarifarios que finalizan con la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD). De esta manera 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

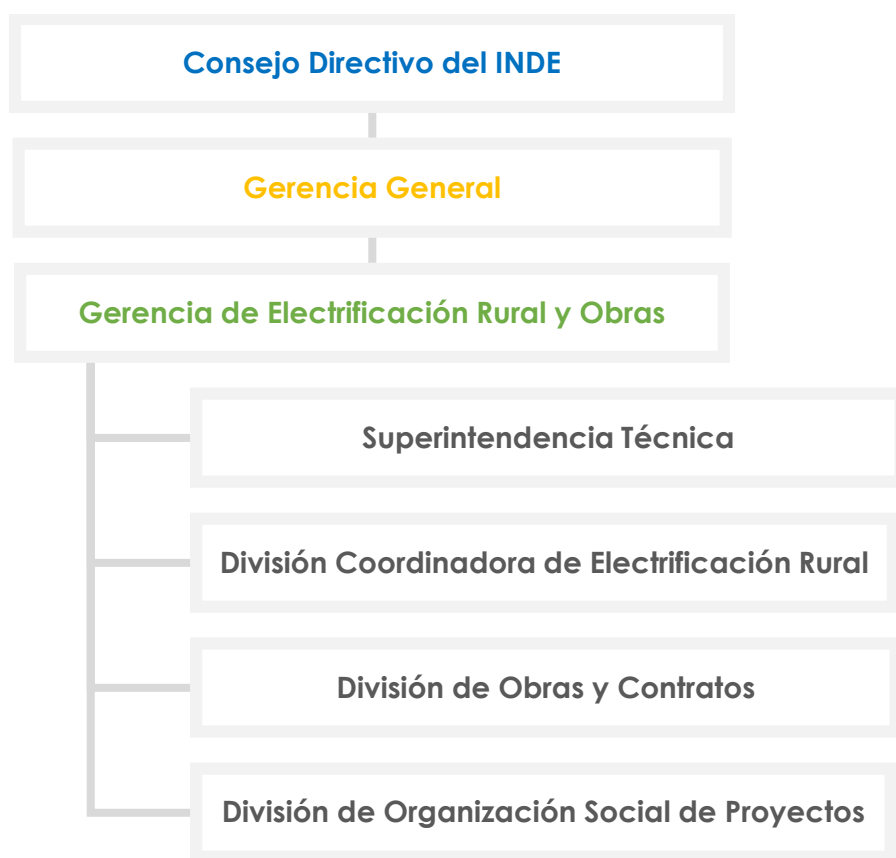
El Instituto Nacional de Electrificación -INDE- por mandato legal establecido en su Ley Orgánica Decreto 64-94, cumple por medio de la gerencia de electrificación rural y obras el encargo de ejecutar proyectos que integran a la red de distribución a las comunidades o aldeas que poseen el estudio socioeconómico 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). <http://www.inde.gob.gt/rse-electrificacion-rural/>

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 solo 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. 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 6 detalla esta política.

Ilustración 6: Detalle de objetivo planteado en la Política Energética 2013-2027, acuerdo gubernativo No. 80-2013.



Fuente: Política Energética 2013-2027, pág. 39

1.2.5. 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 Figura 7. En este eje, establece lo siguiente:

“El Gobierno de Guatemala, a través de las instituciones debe hacer cumplir la Ley General de Electricidad, afrontar 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 7: Detalle del objetivo planteado en la Política Energética 2019-2050.

Abastecimiento y Uso Final de Electricidad del sector de Industria Energética		
3. Objetivo: Cobertura Eléctrica Nacional	Acciones •Elaborar el Plan Nacional de Electrificación Rural 2019-2032 para alcanzar el 99% de cobertura eléctrica nacional. •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.

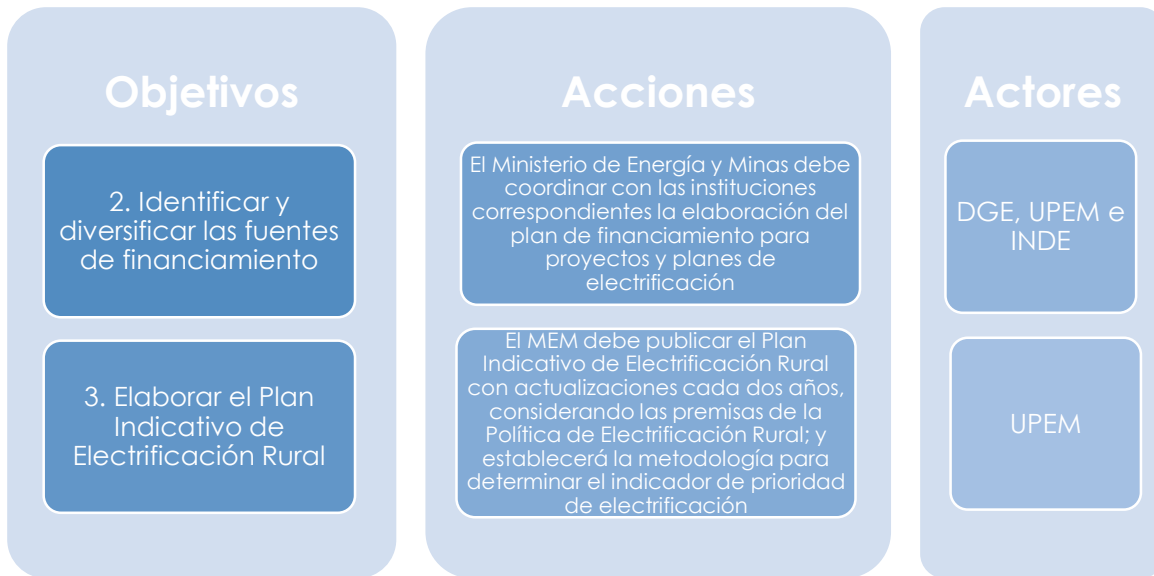
1.2.6. POLÍTICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 2019 – 2032

La Política Nacional De Electrificación Rural 2019-2032 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 1.5 millones de 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 8: Detalle de los objetivos planteados en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.



Fuente: Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032, 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 el 99% en el índice de cobertura eléctrica antes del año 2032. Específicamente del Plan de Electrificación Rural, la Ilustración 8 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 2019-2050, 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 relacionados 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 95% para el año 2027, la cual será ejecutada en los próximos dos años hasta la actualización de este Plan; las variables identificadas son siete, tres de ellas son premisas técnicas y cuatro 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: Plan Nacional de Electrificación Rural, 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.

1.3.2. 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.

1.3.3. 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 nexo 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**

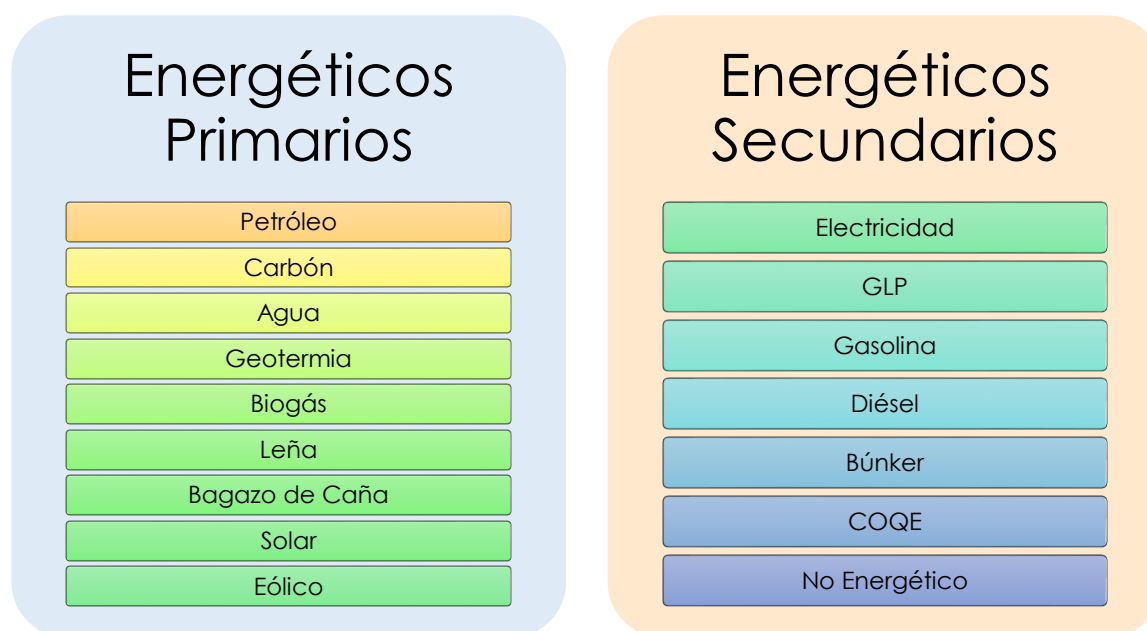


2. CONTEXTO HISTÓRICO

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 9: 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.

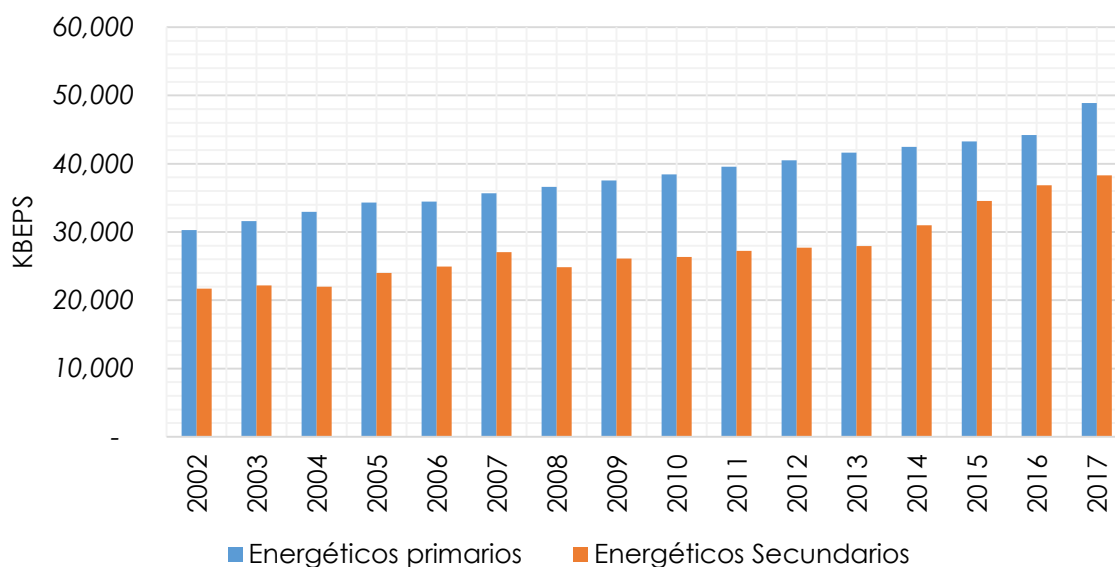
Entre los sectores consumidores, históricamente el consumo de leña ha sido el energético primario más demandado a través del sector residencial.

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.

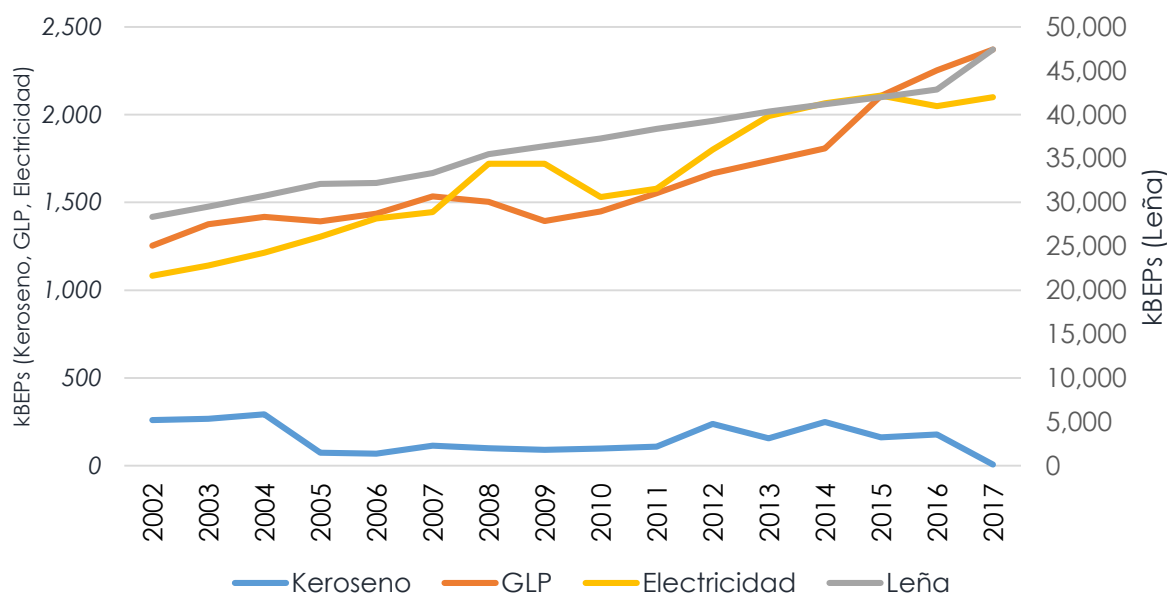
En la Gráfica 1, se observa cómo históricamente el consumo de energéticos primarios ha ido creciendo tendencialmente. La mayor proporción de esta demanda le pertenece al sector residencial, en el cual se emplea la leña para diversas finalidades.

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 directamente 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.

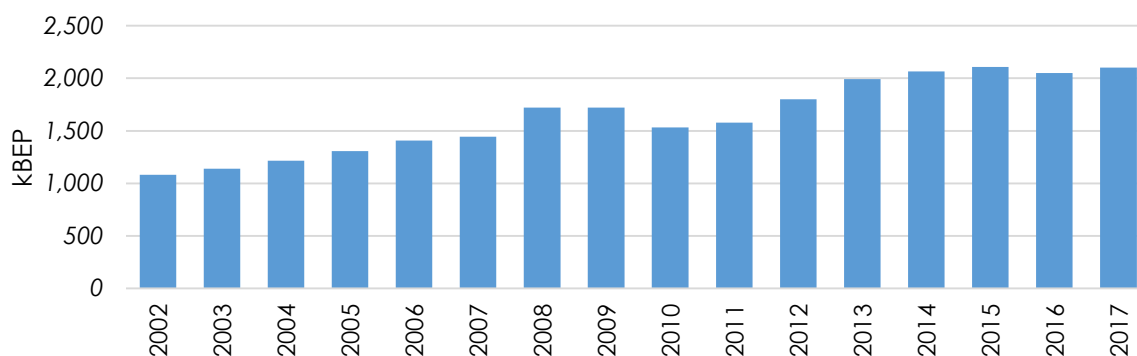
Tabla 2: Frecuencias relativas de consumo de energía eléctrica mensual, sector residencial.

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.



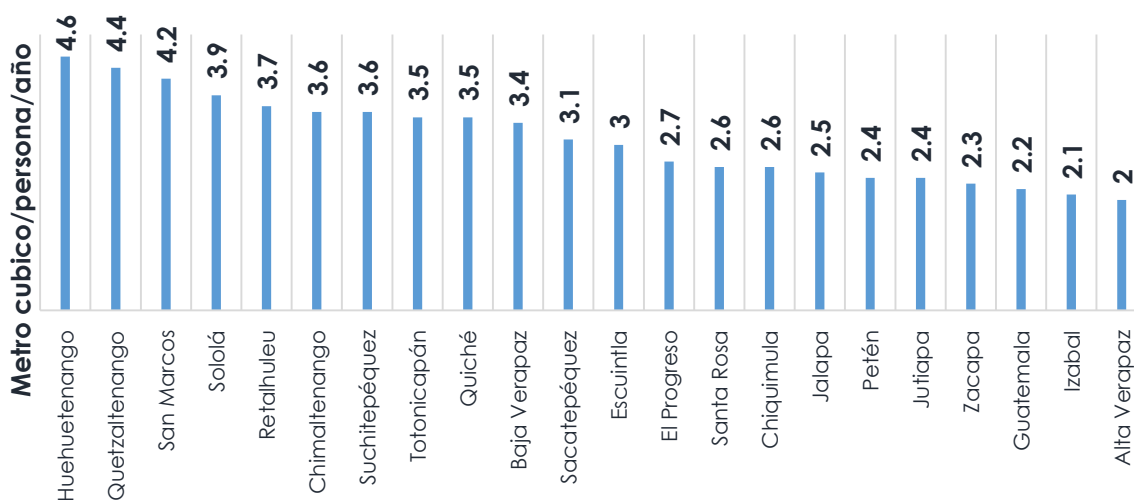
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

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.

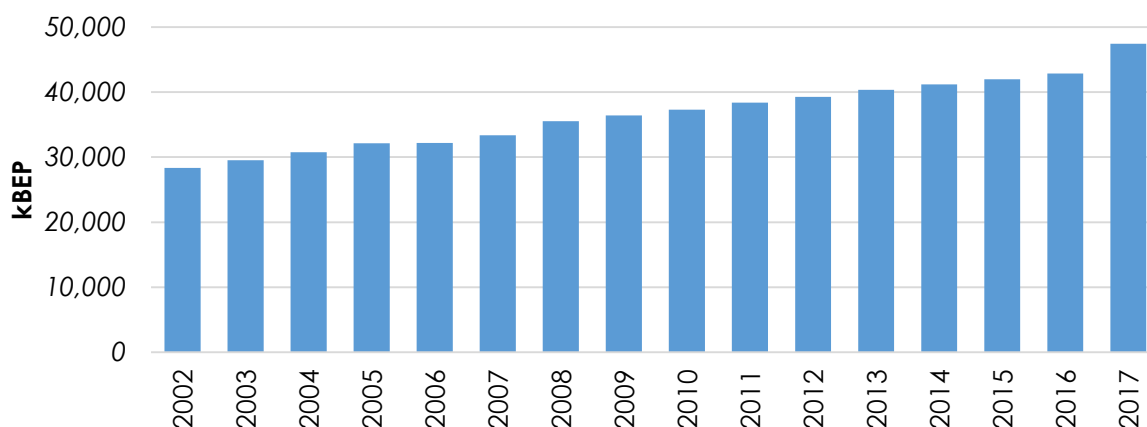
Gráfica 4: Demanda de leña per cápita en el área rural a nivel departamental.



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 suple 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 Ilustración 5, 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 suple.

2.2. ENTORNO SOCIOECONÓMICO EN EL AREA RURAL

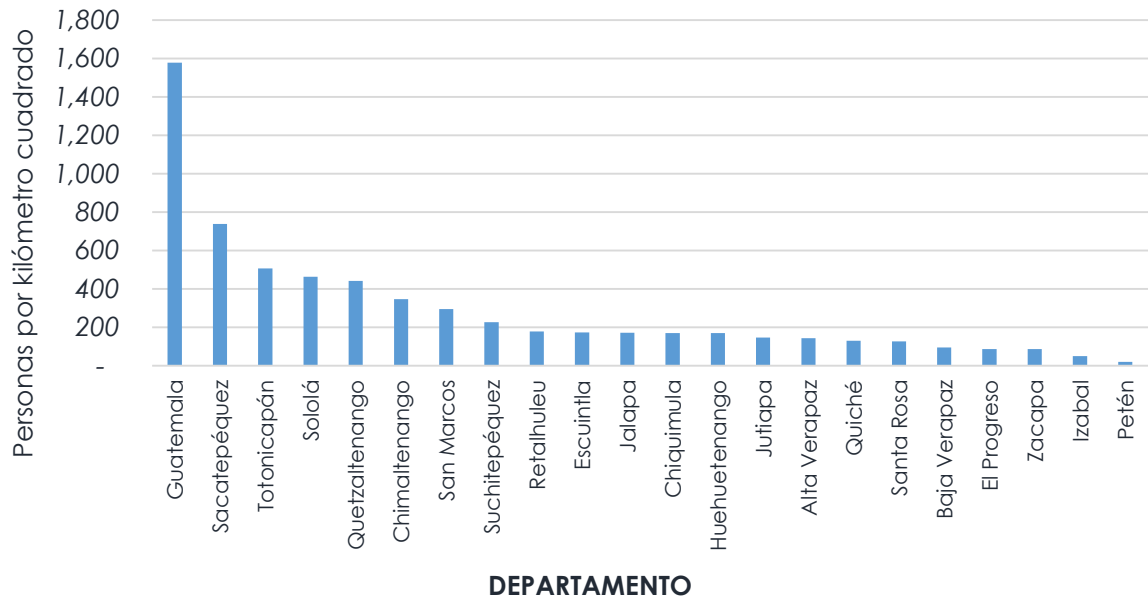
Guatemala posee diversidad en aspectos sociales y económicos. Conocer las características socioeconómicas de cada departamento permite orientar las estrategias para adecuar proyectos de acceso a la energía eléctrica de forma eficiente. A continuación, se describe las variables socioeconómicas más importantes 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 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. Guatemala es el departamento que mayor densidad poblacional posee, duplicando el valor de Sacatepéquez, segundo departamento con mayor densidad poblacional. Petén posee la menor densidad poblacional, con 21 personas por kilómetro cuadrado.

Gráfica 6: Densidad poblacional.



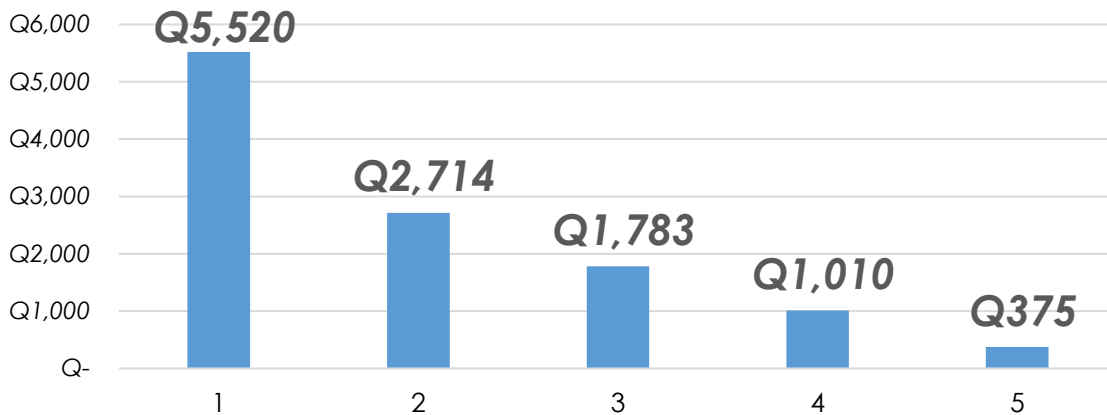
Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas.

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.

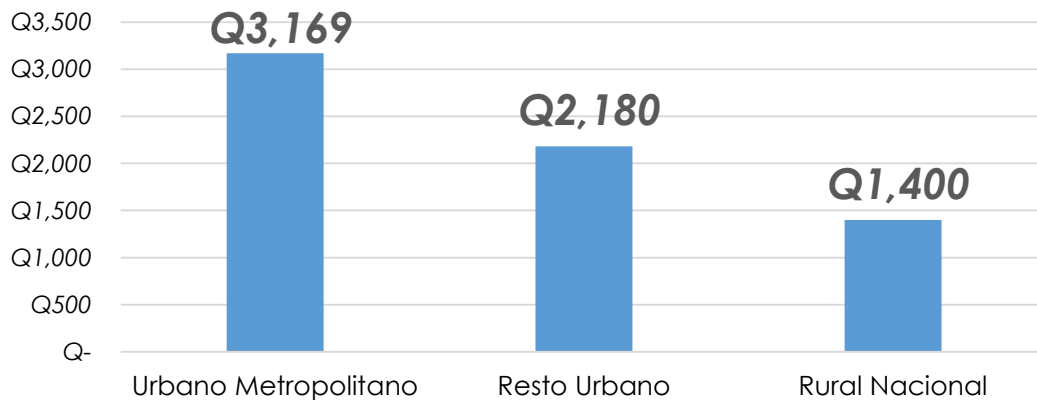
Gráfica 7: Ingresos laborales mensuales.



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 226% 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.

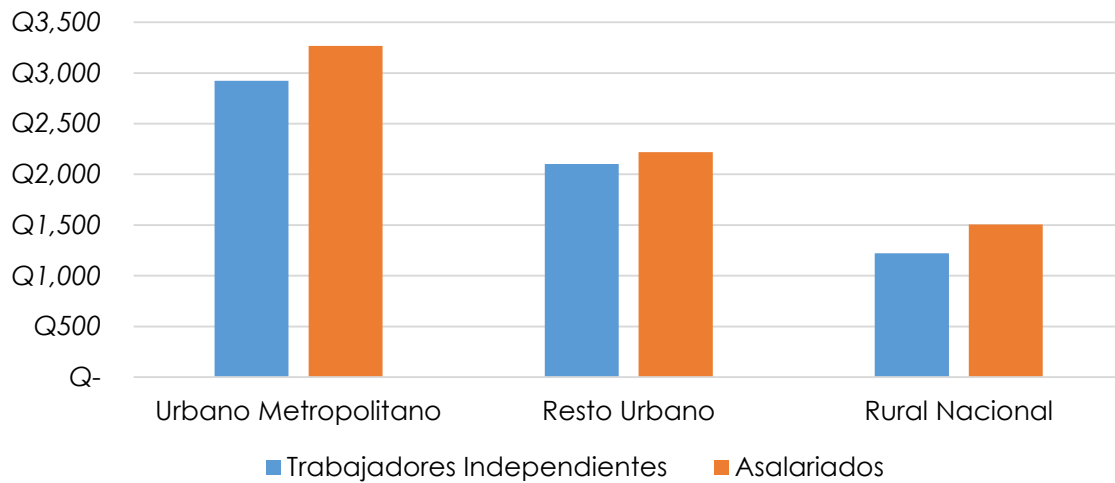
Gráfica 8: Promedio de ingresos laborales mensuales.



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.

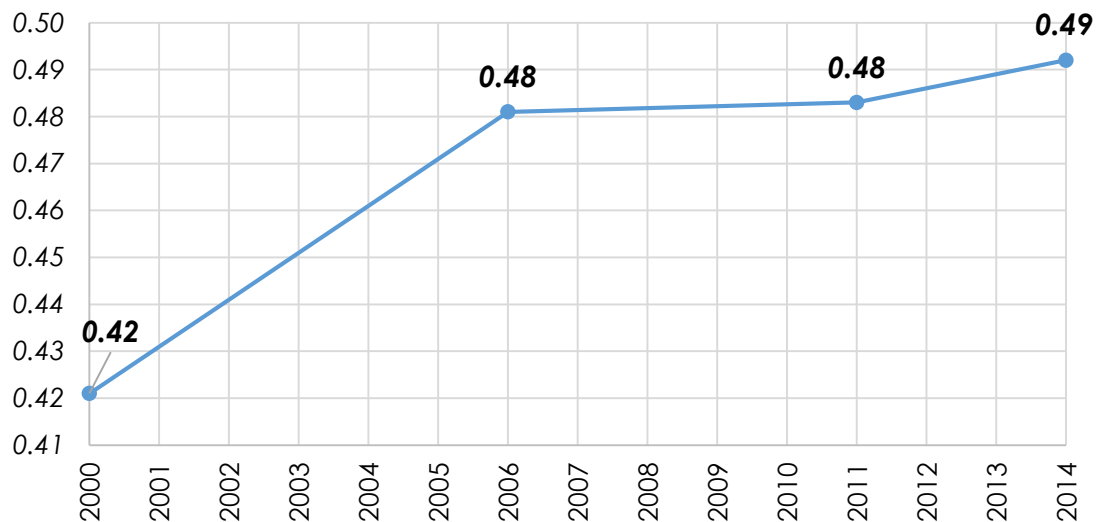


Fuente: ENEI 1-2017, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

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.

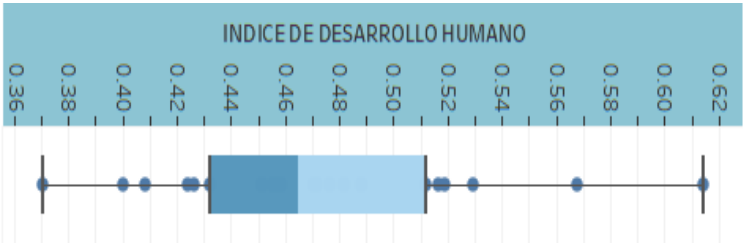
Gráfica 10: Índice de desarrollo humano.



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.

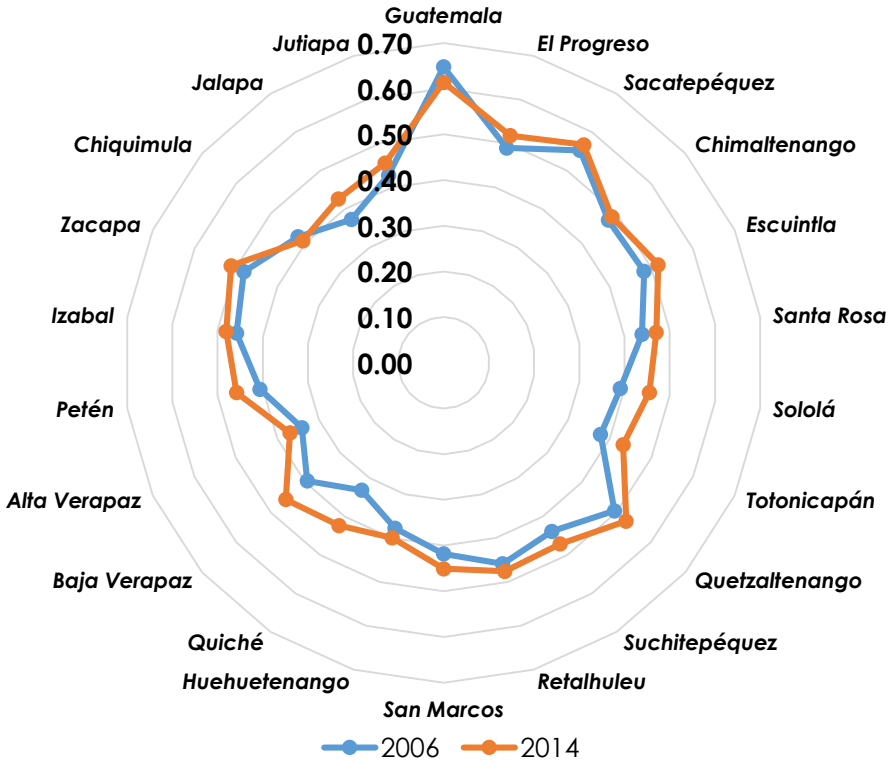
Gráfica 11: Distribución del índice de desarrollo humano.



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.



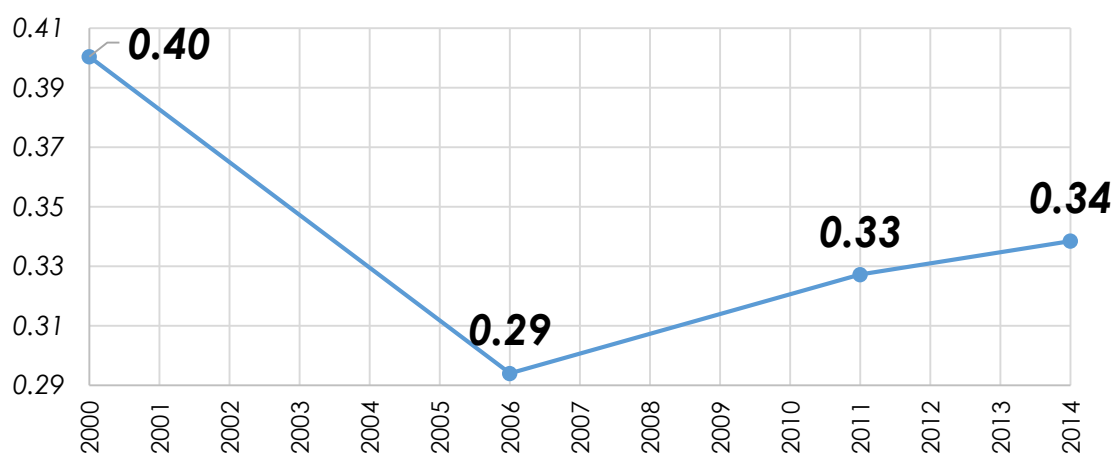
Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

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.

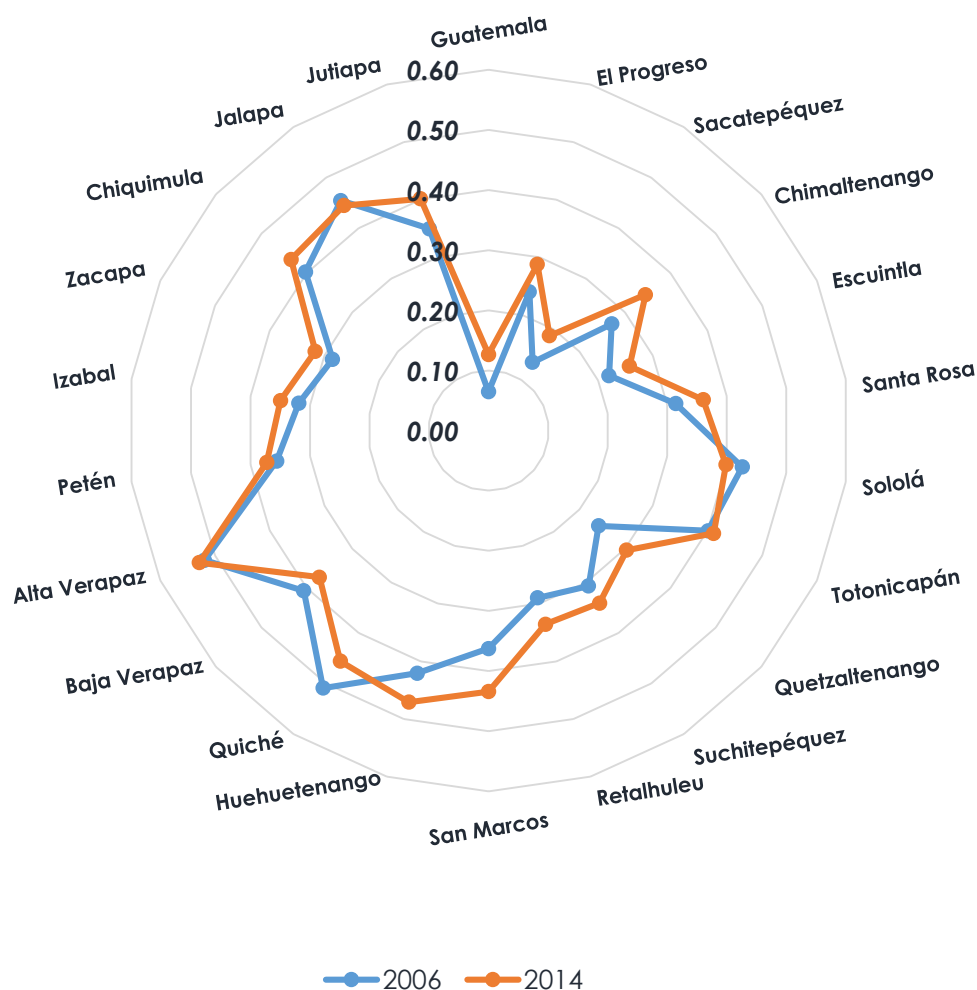
Gráfica 13: Índice de pobreza multidimensional.



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.



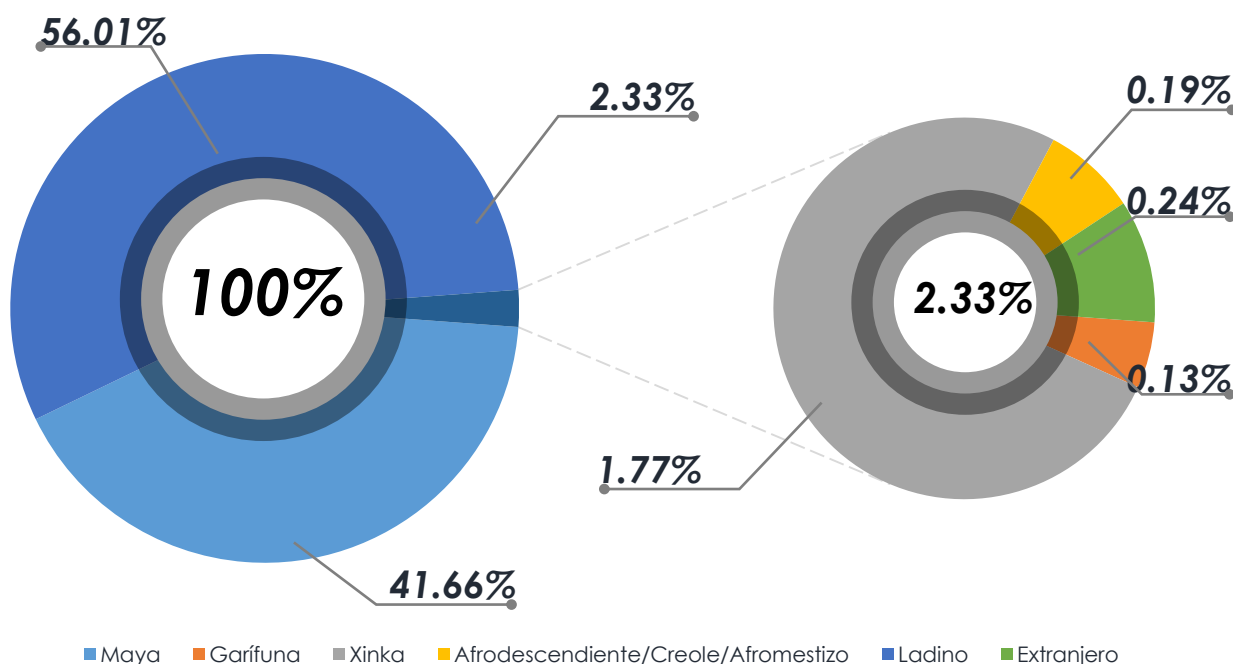
Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

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 conglo mera 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%).

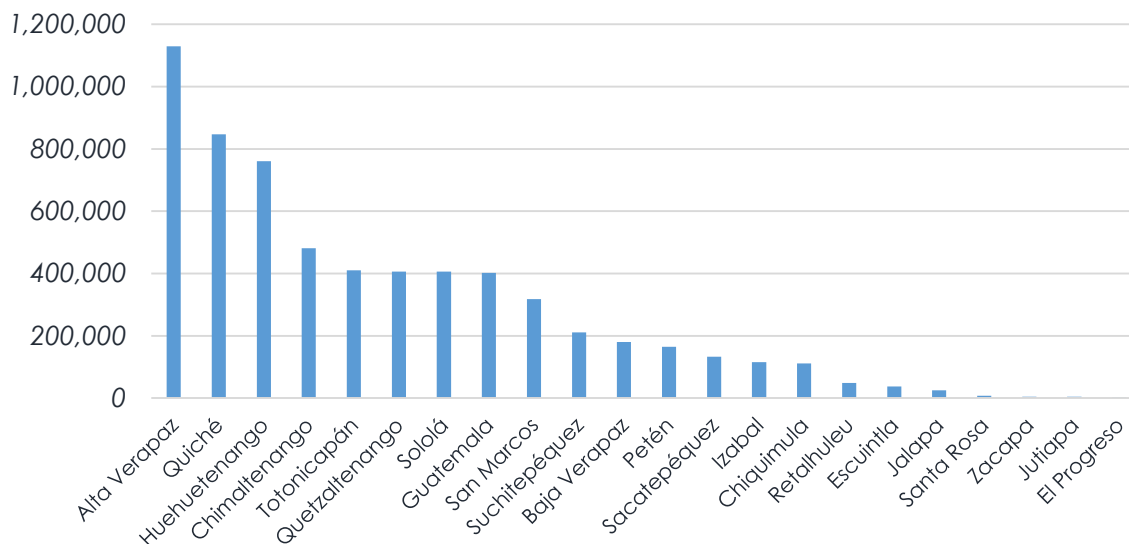
Gráfica 15: Distribución étnica.



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.

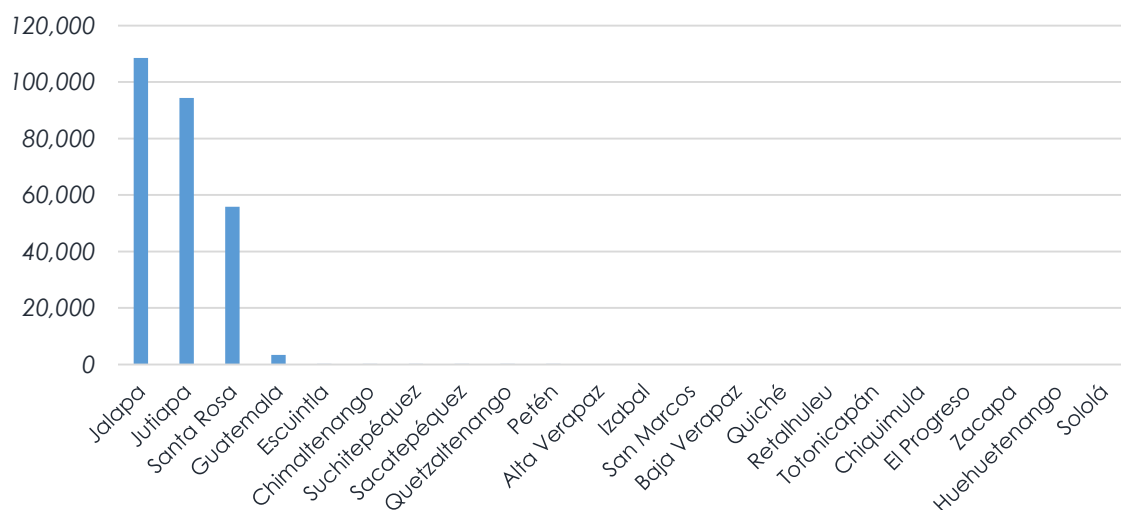
Gráfica 16: Distribución de la población maya por departamento.



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.

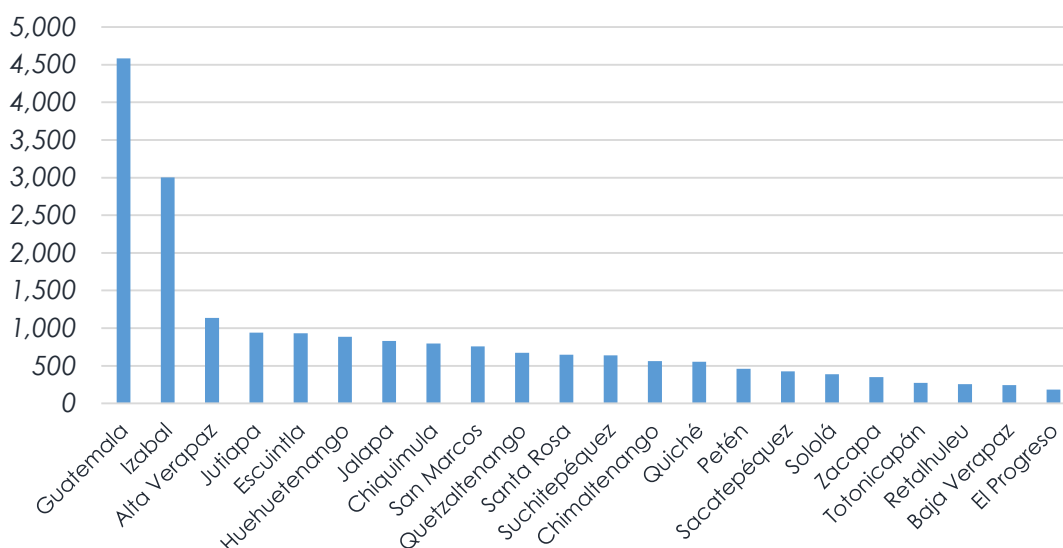
Gráfica 17: Distribución de la población Xinka por departamento.



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.

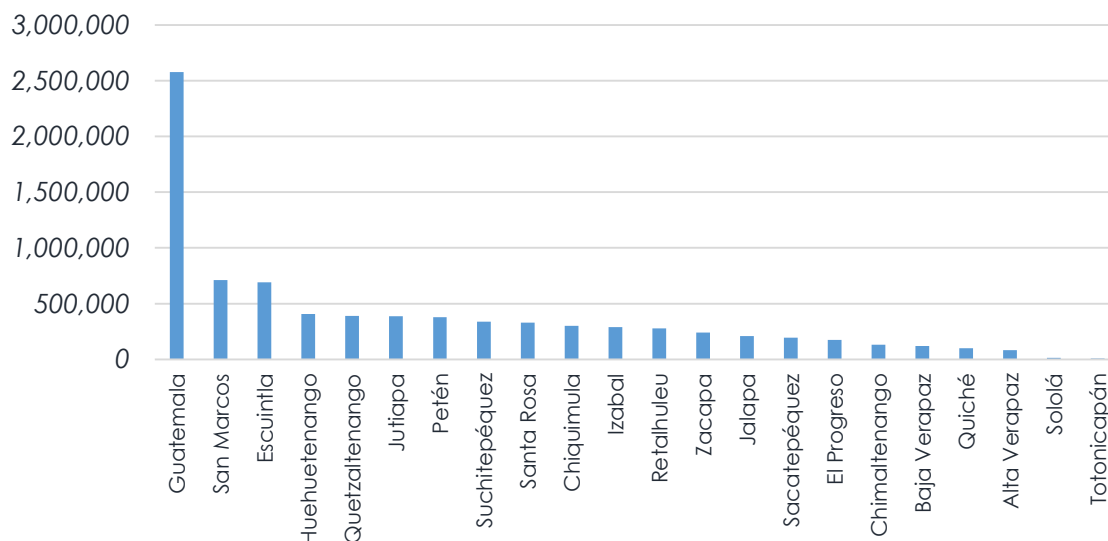
Gráfica 18: Distribución de la población garífuna por departamento.



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.

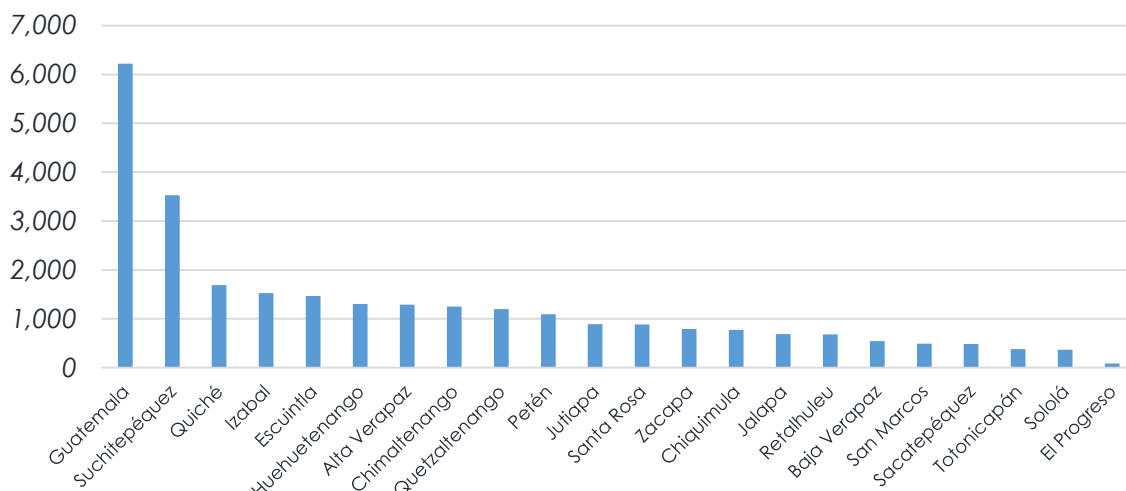
Gráfica 19: Distribución de la población ladina por departamento.



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 Suchitepequez, asimismo, tienen presencia en el resto de los departamentos.

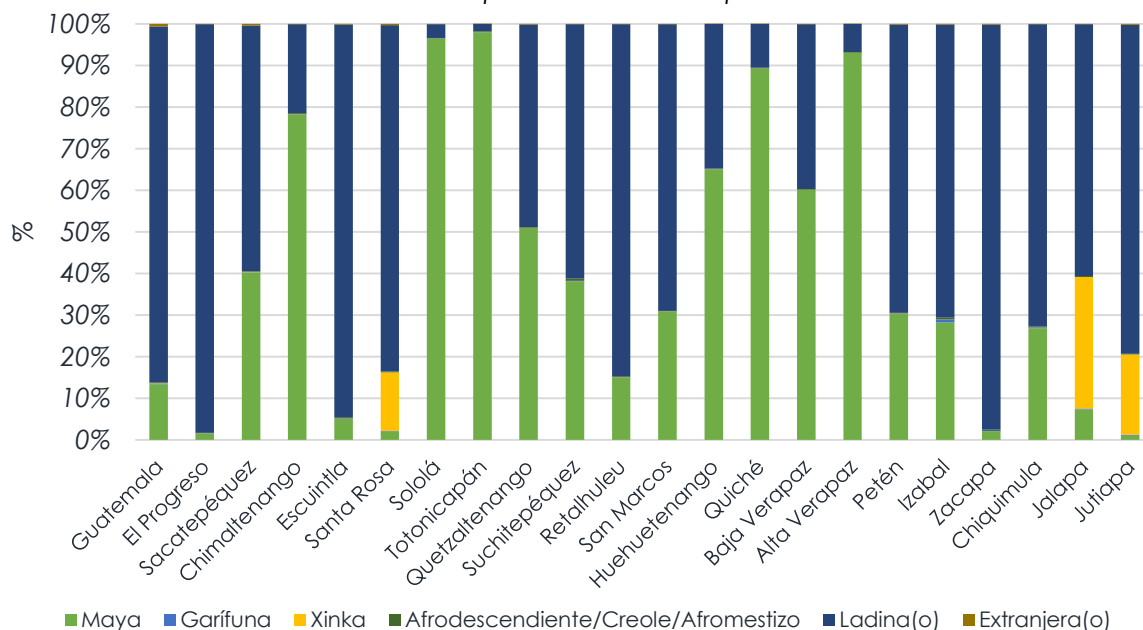
Gráfica 20: Distribución de la población Afrodescendiente/Creole/Afromestizo por departamento.



Fuente: Resultados Censo 2018.

Una apreciación visual de la distribución de las etnias en cada departamento se facilita en la Gráfica 2, 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.

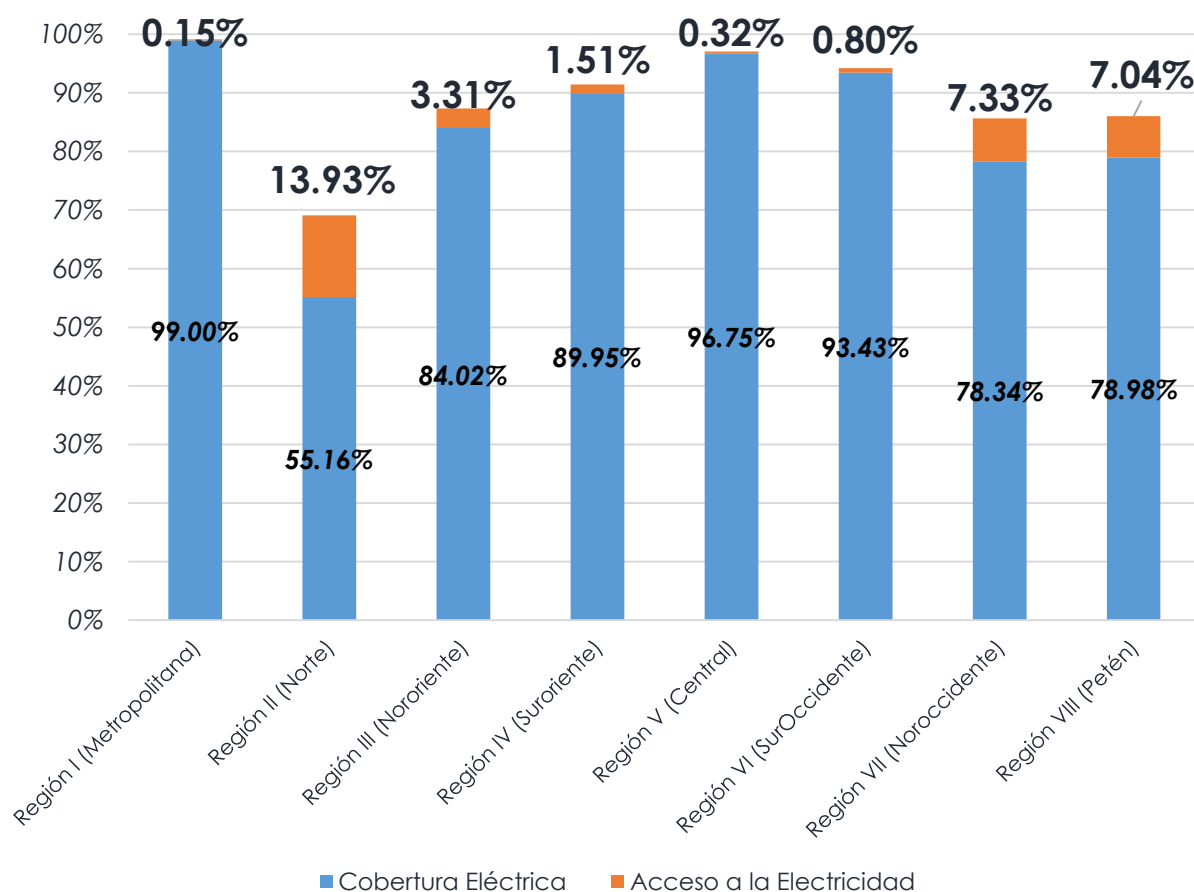


Fuente: Resultados Censo 2018.

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.

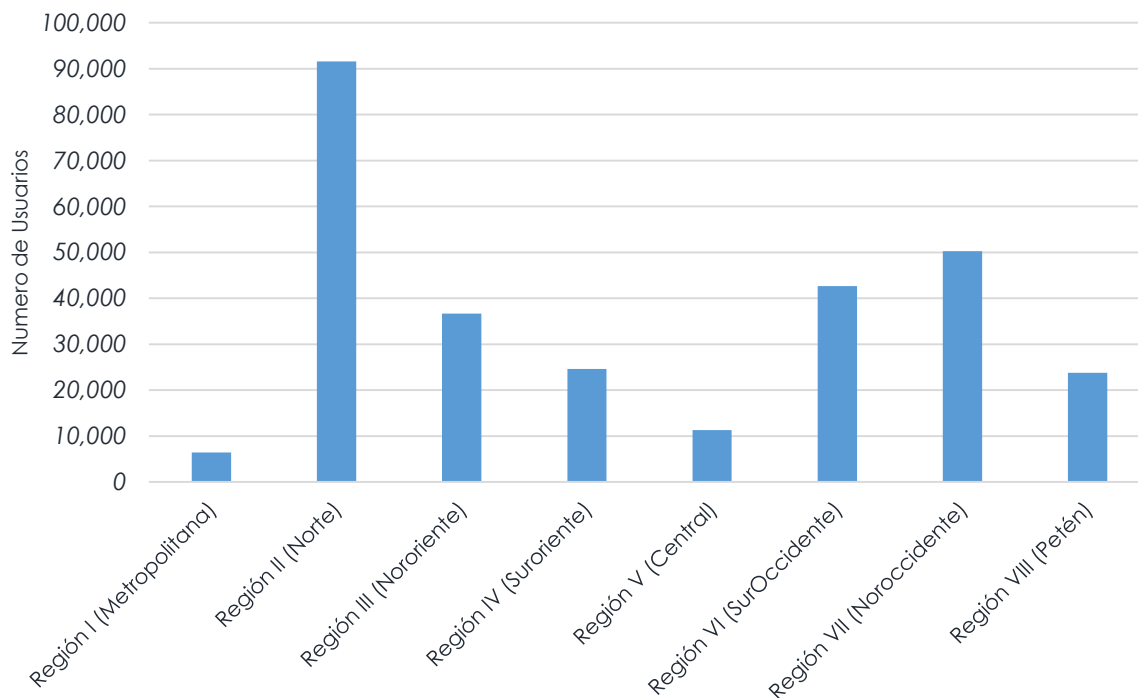
Gráfica 22: Índice de cobertura eléctrica por región.



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.

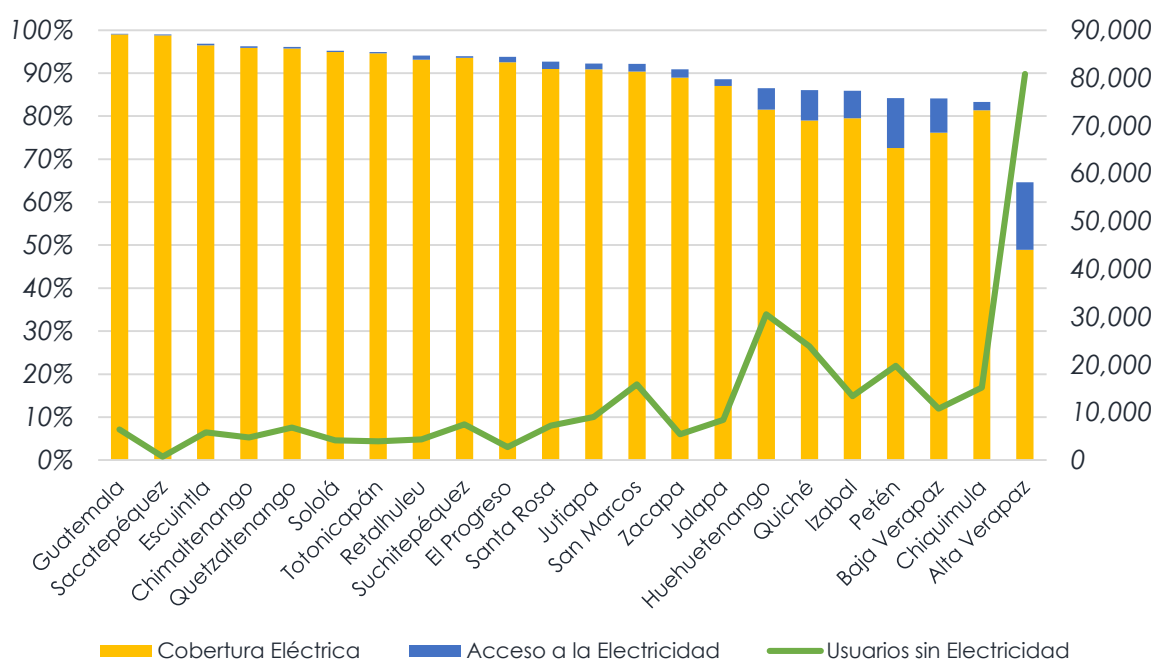


Fuente: Elaboración propia a partir de resultados del Censo 2018.

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 cobertura y cantidad de usuarios sin suministro por departamento.

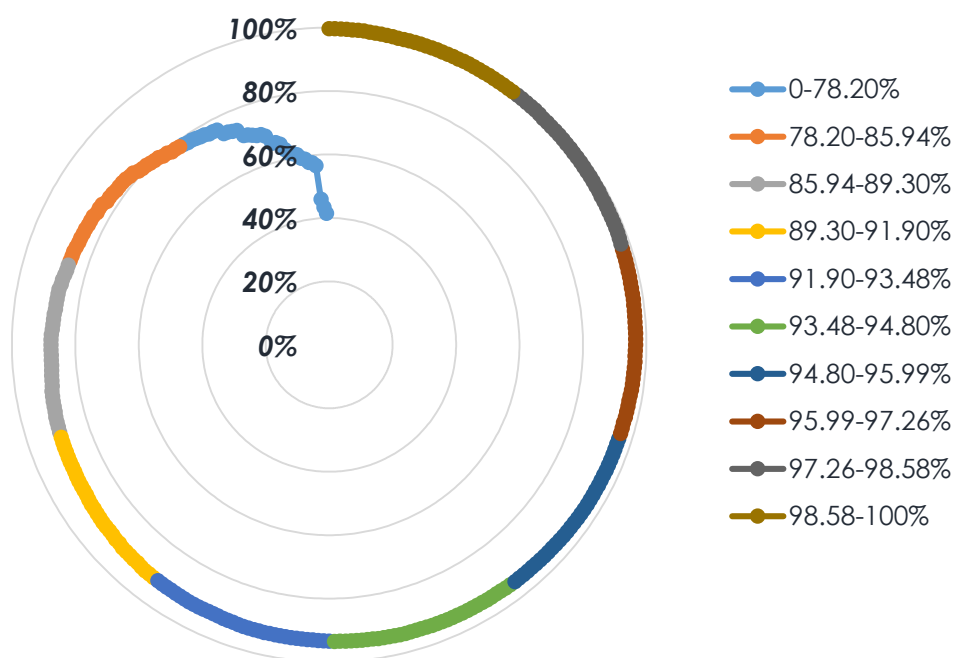


Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

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

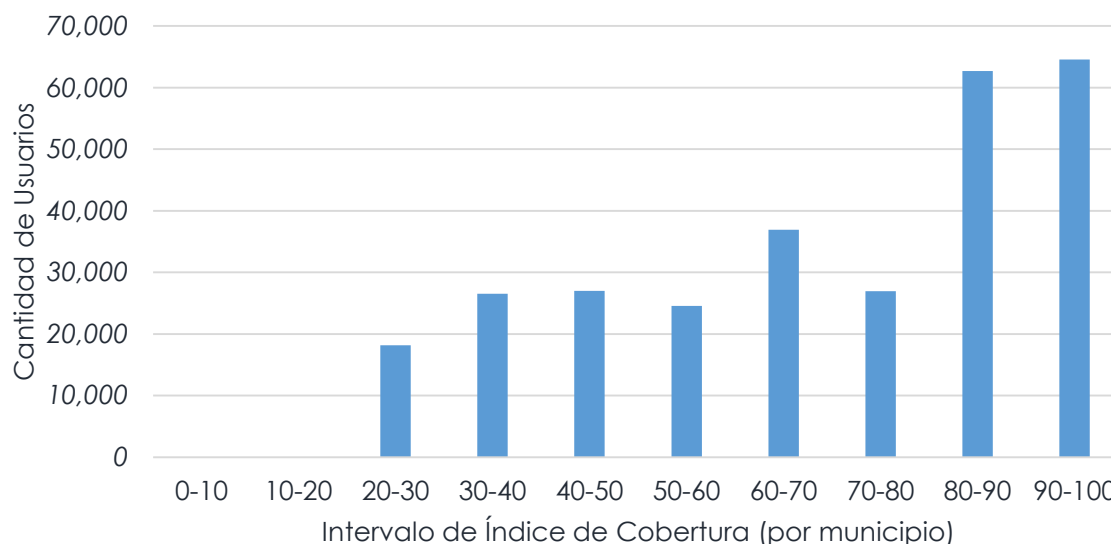
D9	98.58%
D8	97.26%
D7	95.99%
D6	94.80%
D5	93.48%
D4	91.90%
D3	89.30%
D2	85.94%
D1	78.20%

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.

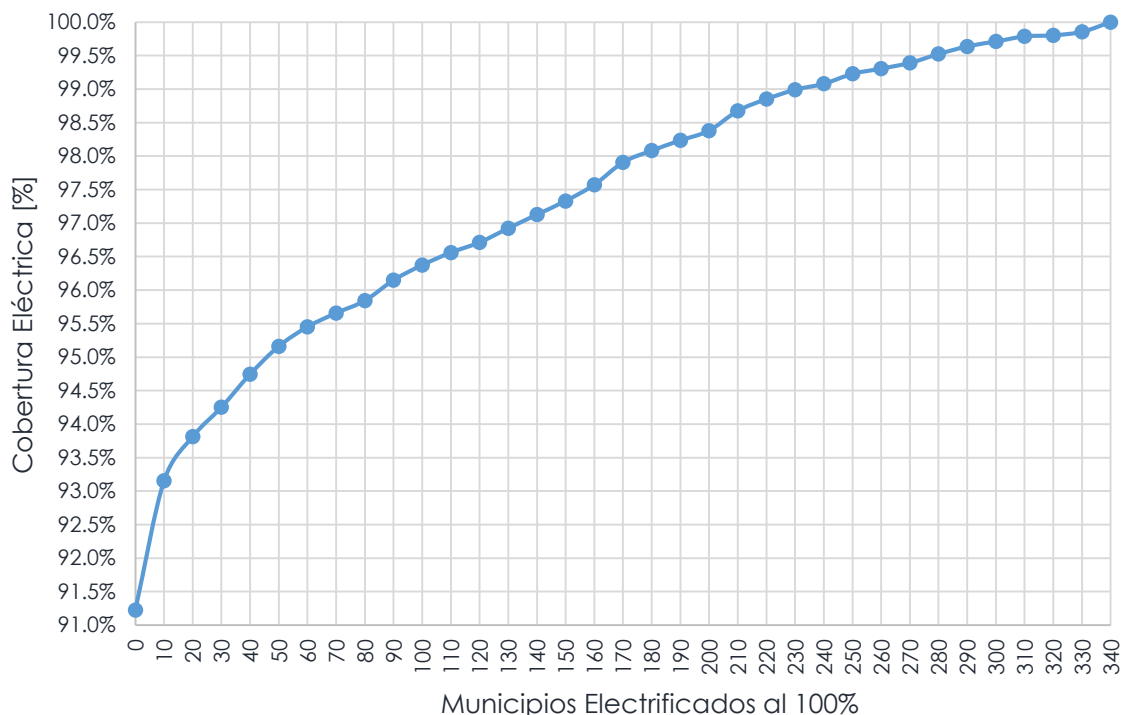
2.8. IMPACTO DE LA ELECTRIFICACIÓN

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.

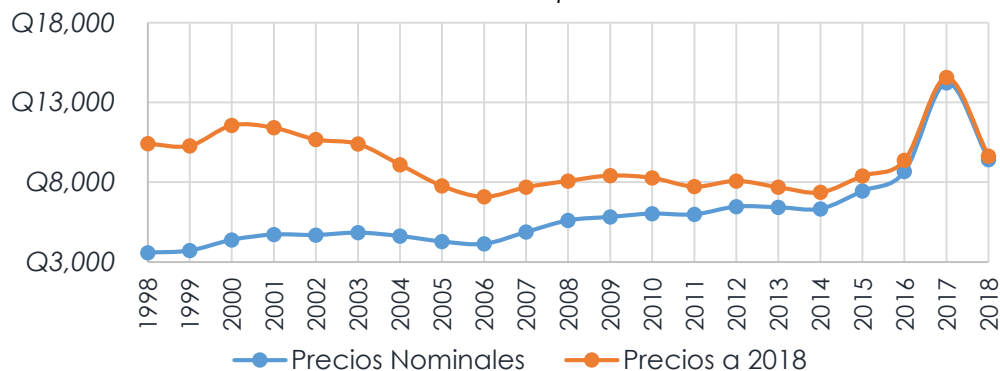
Tabla 5: Usuarios, comunidades e inversión anual en proyectos de electrificación.

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.

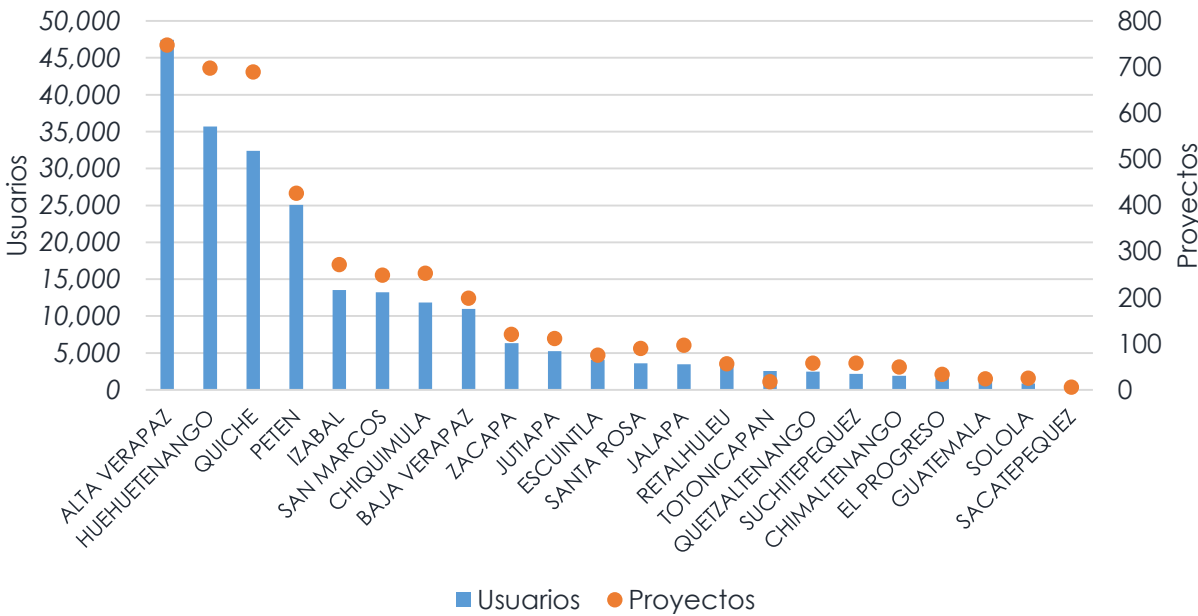
La información presentada en esta sección es un reflejo de las inversiones y ejecución de proyectos que ha realizado el INDE por medio de la Gerencia de Electrificación Rural y Obras, la cual se presenta en este Plan de forma referencial, ya que los costos de inversión relacionados con la infraestructura 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.

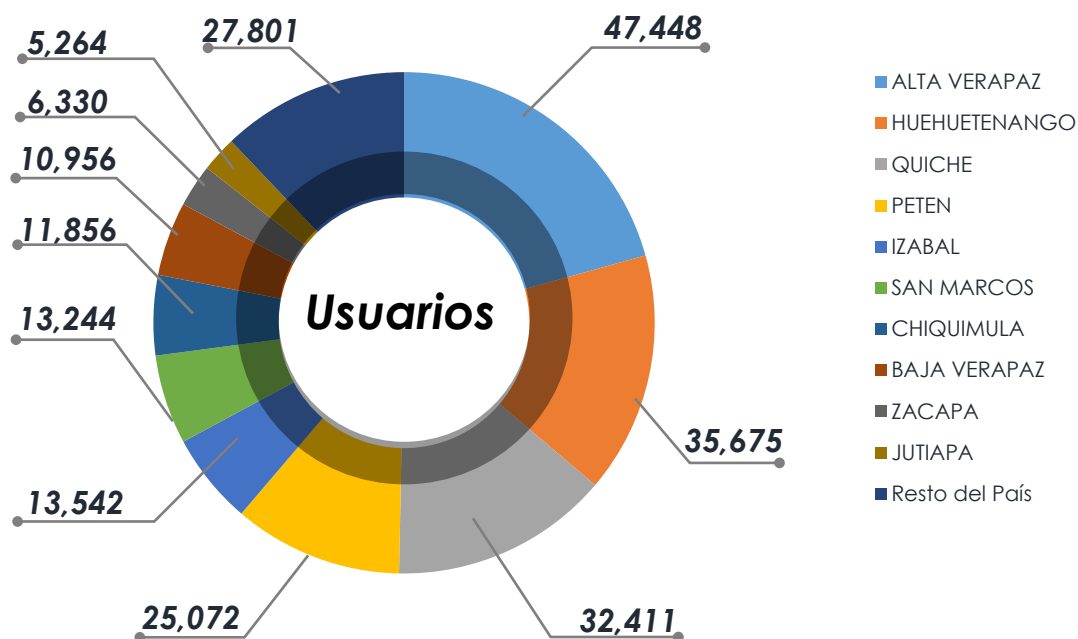


Fuente: INDE, Gerencia de Electrificación Rural y Obras.

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

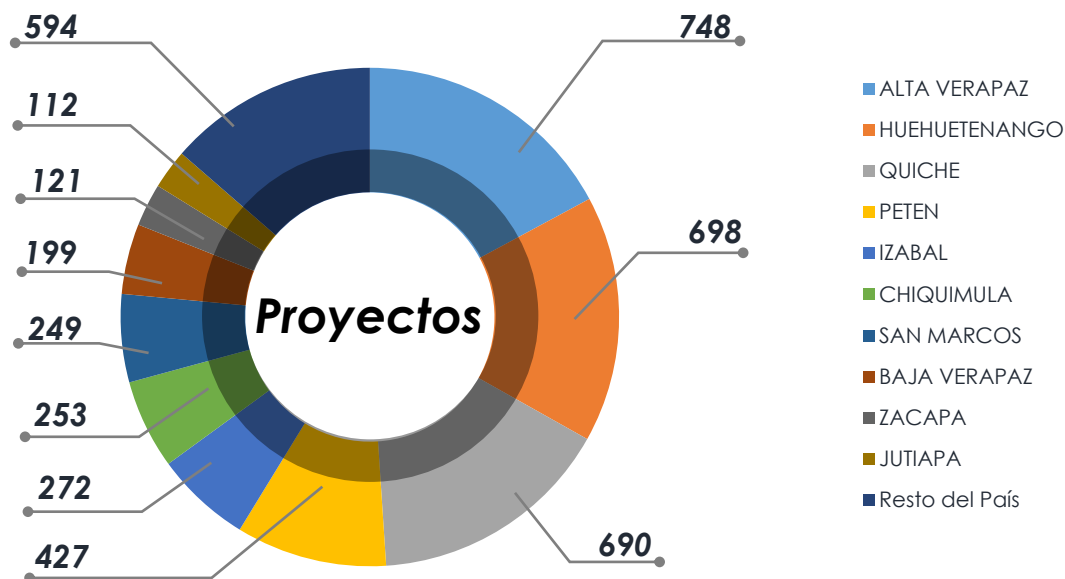
Guatemala, cuentan con menos de 100 proyectos identificados. Existen al menos 60 proyectos en la cartera de inversiones que beneficiarían no más de 10 usuarios, a diferencia del mencionado proyecto en Aldea Pajom que beneficiaría 720 usuarios con un solo proyecto.

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.

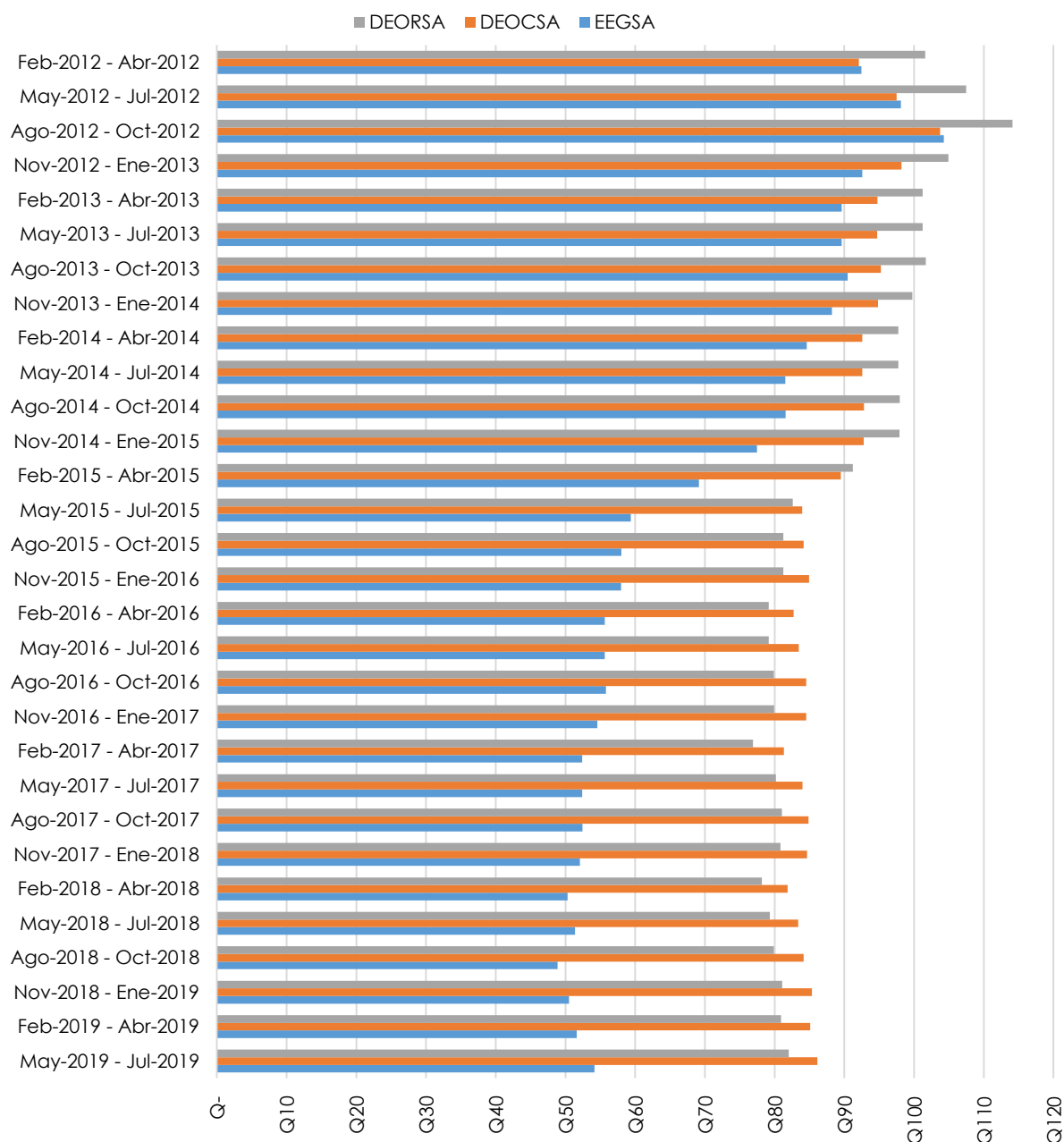


Fuente: INDE, Gerencia de Electrificación Rural y Obras.

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.

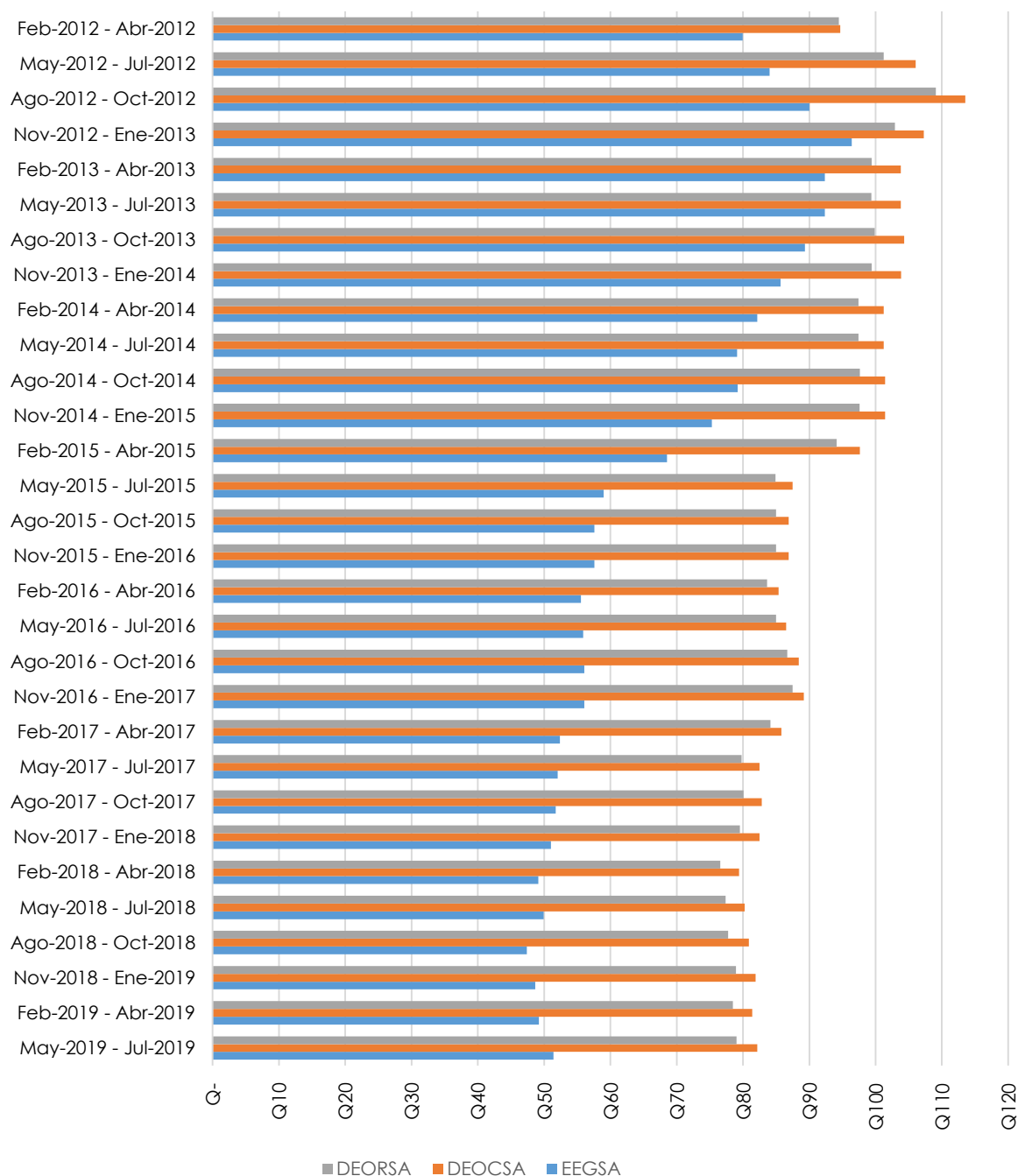
Gráfica 32: Simulación del costo de la factura eléctrica para Baja Tensión Simple.



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.

**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.

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.

✓ CRECIMIENTO DE USUARIOS REGULADOS EN LA RED ELÉCTRICA.

Esta variable establece el porcentaje de crecimiento de usuarios regulados para cada departamento del país, con la intención de modelar y proyectar la demanda futura de los usuarios que tendrán acceso al servicio de energía eléctrica.

✓ 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.

✓ NÚMERO DE USUARIOS SIN ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El impacto en el índice de cobertura eléctrica, además del éxito al ampliar las redes de distribución a la mayor cantidad de usuarios posibles, permite considerar este 25% de los municipios del país con la valoración más alta en esta variable.

✓ 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.

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	10%
2	Porcentaje de personas viviendo en pobreza	20%
3	Índice de desarrollo humano	20%
4	Índice de pobreza multidimensional	20%
Indicadores técnicos		30%
5	Número de usuarios sin acceso al servicio de energía eléctrica	15%
6	Acceso a los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica	15%
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.

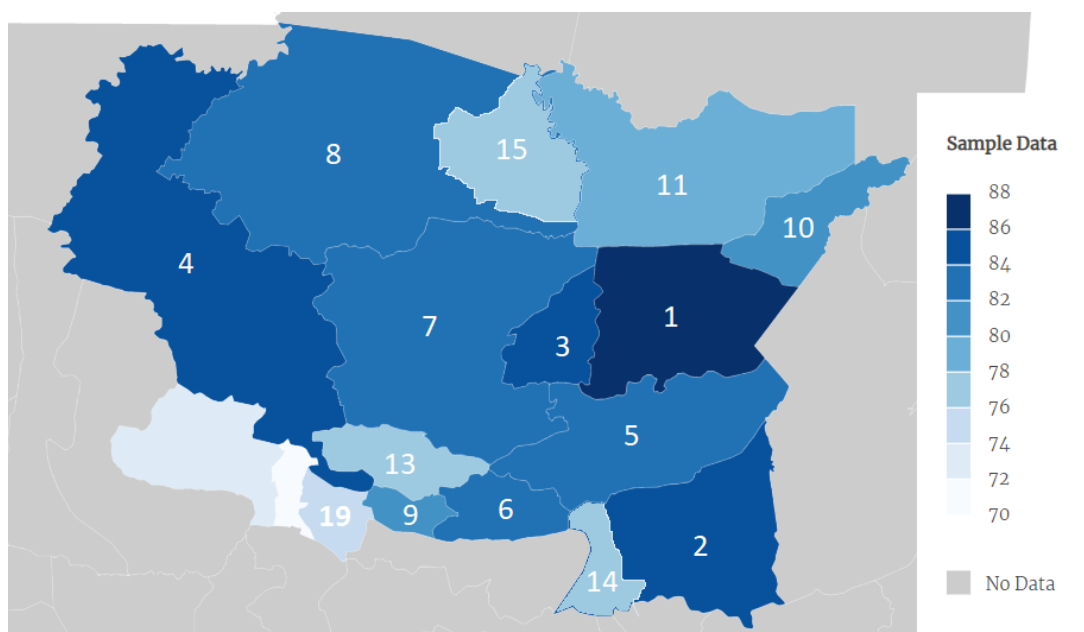
Tabla 7: Municipios priorizados

No.	Departamento	Municipio	Punteo
1	Alta Verapaz	Santa María Cahabón	87.96
2	Alta Verapaz	Panzós	85.49
3	Alta Verapaz	San Agustín Lanquín	84.71
4	Alta Verapaz	Cobán	84.04
5	Alta Verapaz	Senahú	83.69
6	Alta Verapaz	San Miguel Tucurú	83.51
7	Alta Verapaz	San Pedro Carchá	82.07
8	Alta Verapaz	Chisec	82.06
9	Alta Verapaz	Tamahú	81.60
10	Alta Verapaz	Chahal	80.41
11	Alta Verapaz	Fray Bartolomé de Las Casas	78.96
12	Huehuetenango	La Libertad	78.30
13	Alta Verapaz	San Juan Chamelco	77.84
14	Alta Verapaz	Santa Catalina La Tinta	77.05
15	Alta Verapaz	Raxruhá	76.85
16	Quiché	Santa María Nebaj	76.78
17	Huehuetenango	Colotenango	75.86
18	Huehuetenango	Santa Bárbara	74.84
19	Alta Verapaz	Tactic	74.39
20	Huehuetenango	San Ildefonso Ixtahuacán	74.10

Fuente: Elaboración propia.

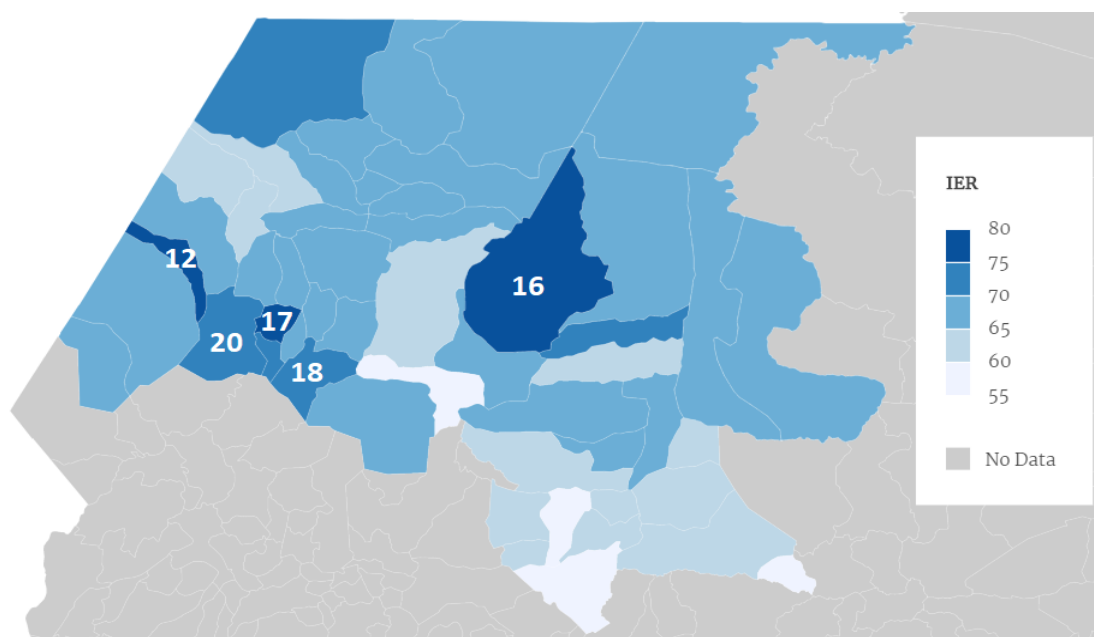
La infraestructura necesaria para incrementar la cobertura eléctrica en los municipios priorizados debe considerar también aquellas comunidades o aldeas que se encuentren en la cercanía en especial si resulta más económicamente eficiente atender desde otro municipio a esta comunidad. No existe una limitación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

Mapa 1: Identificación de primeros veinte municipios a priorizar, ubicados en Alta Verapaz.



Fuente: Elaboración propia, UPEM

Mapa 2: Identificación de primeros veinte municipios a priorizar, ubicados en Quiché y Huehuetenango.



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 Tabla 4 y Tabla 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 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	Inversión Estimada
2020	Q244,133,884
2021	Q247,795,892
2022	Q251,512,830
2023	Q255,285,523
2024	Q259,114,806
2025	Q263,001,528
2026	Q266,946,551
2027	Q270,950,749
2028	Q423,289,374
2029	Q429,638,715
2030	Q436,083,295
2031	Q164,324,362
2032	Q166,789,228

Fuente: Elaboración propia, con información del INDE.

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

3.5. PROCESOS DE ELECTRIFICACIÓN RECONOCIDOS

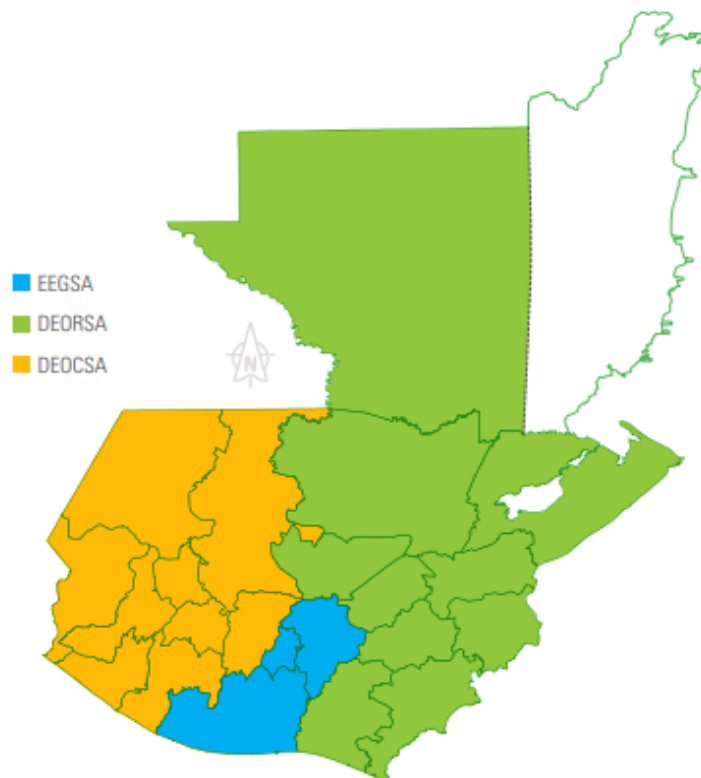
A continuación, se describen los distintos métodos de electrificación, estos se encuentran compuestos de la siguiente manera.

3.5.1. CONEXIÓN A LA RED

La conexión de usuarios a la red consiste en recibir el suministro eléctrico desde las instalaciones del distribuidor cumpliendo con los requisitos normativos vigentes. En la legislación actual, el agente distribuidor está obligado a prestar el servicio siempre que el usuario se encuentre dentro de una franja de 200 metros en torno a sus instalaciones en la zona autorizada.

En Guatemala existen empresas de distribución predominantes, cuyas zonas de autorización se presentan en el Mapa 3:

Mapa 3: Zonas de autorización, para empresas distribuidoras.



Fuente: Plan de Expansión del sistema de Generación y Transporte 2018-2032.

Estar conectados al sistema de distribución provee al usuario el acceso a un sistema de generación con criterios de despacho a menor costo, además, se adhiere a un sistema robusto y confiable. No obstante, cuando los usuarios sin suministro eléctrico se encuentran fuera de la franja de servicio obligatorio, el suministro de energía eléctrica queda ligado a la factibilidad de proyectos de expansión para acceder al servicio eléctrico.

Los usuarios residenciales conectados a la red de distribución se constituyen como usuarios regulados, esto implica que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el ente encargado de la determinación de las tarifas aplicables a los usuarios.

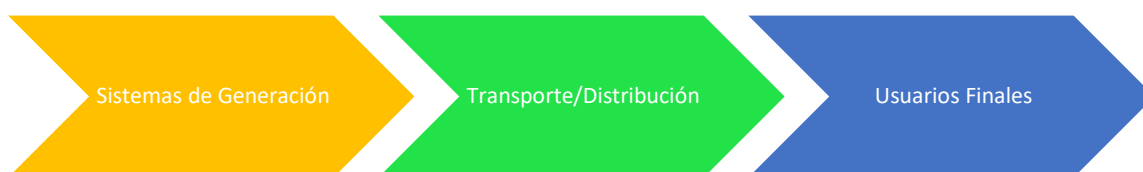
A las empresas de distribución de energía eléctrica se les reconoce un monto para la expansión de red, no obstante, la factibilidad de estos proyectos está en función de distintas variables tales como las distancias al centro de carga, dispersión de usuarios, volumen estimado del consumo, entre otras. De forma general, siempre que se tenga un proyecto de electrificación con distancias cortas a la infraestructura de distribución existente, consumo de energía significativo y

dispersión reducida, es factible el desarrollo de proyectos de ampliación de cobertura de la red de distribución existente.

3.5.2. SISTEMAS AISLADOS O MICROREDES

Se considera como un sistema aislado a una red eléctrica de corto alcance, conectando directamente sistemas de generación distribuida renovable, a cargas eléctricas puntuales, pudiendo ser o no, enlazado al sistema nacional interconectado en expansiones futuras. 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 10: Esquema básico de abastecimiento de energía.



Fuente: Elaboración Propia.

Entre las microrredes se encuentran beneficios socioambientales, puesto que se contemplan 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 (refrigeración, sistemas de aire acondicionado, calefacción).

Es recomendable hacer uso de sistemas aislados 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 aislados que hacen uso de fuentes energía renovable, deben contar con bancos de baterías que permitan mantener estables el suministro de voltaje y potencia eléctrica; por lo tanto, deben contar con programas de mantenimientos preventivos y estimaciones de vida útil para futuras inversiones en renovación de equipos necesarios para el sistema. Por otro lado, los sistemas aislados son vulnerables al impacto de las perturbaciones en la demanda de potencia eléctrica de la comunidad que alimenta.

3.5.3. USUARIOS AUTOPRODUCTORES

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 11 muestra la relación entre los sistemas necesarios para un autoprodutor con energías renovables aislado de la red.

Ilustración 11: Usuario autoprodutor con energías renovables aislado de la red.

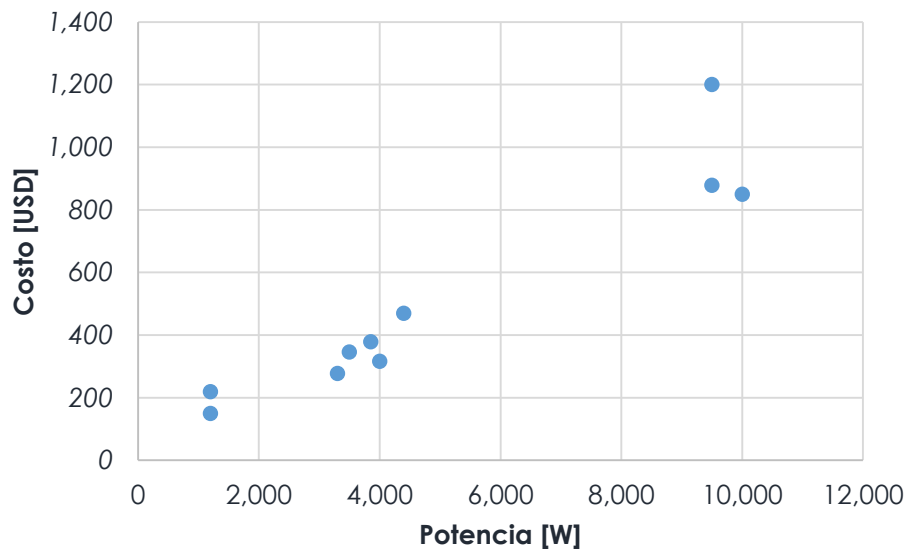


Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, elaboración propia.

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.

El costo necesario para que un usuario sea autoprodutor aislado 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 34 ilustra la relación entre el costo que posee una planta de generación eléctrica y la potencia que provee.

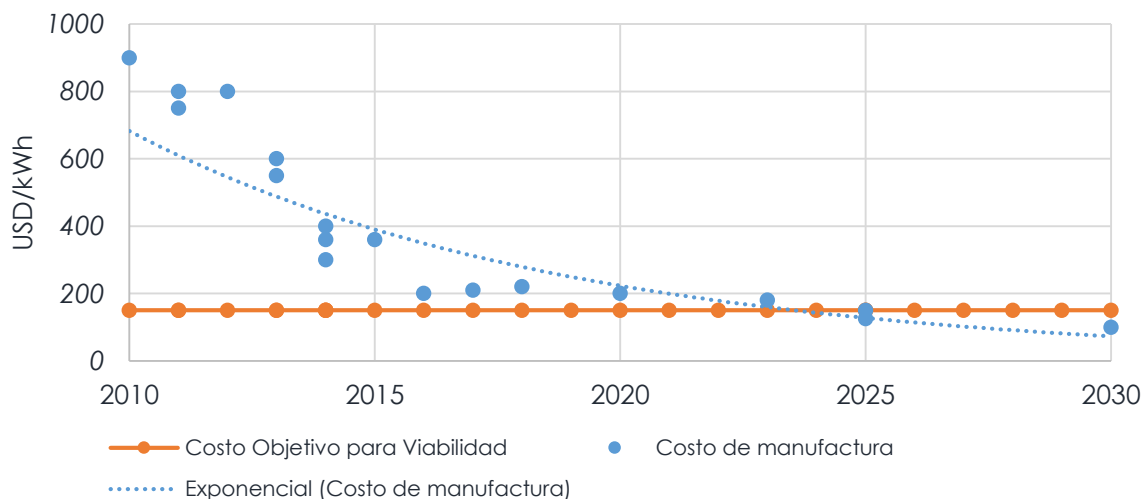
Gráfica 34: Costo de inversión de plantas generadoras con energías no renovables.



Fuente: Amazon.com, consultada en abril de 2019.

Las energías renovables no tienen costos asociados a las fuentes primarias energéticas (solar, eólica e hídrica), sin embargo, 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 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 35: Referencia de costos de manufactura de baterías.



Fuente: Union of Concerned Scientists, Political briefs 2017.

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

A continuación, 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.
- ✓ 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

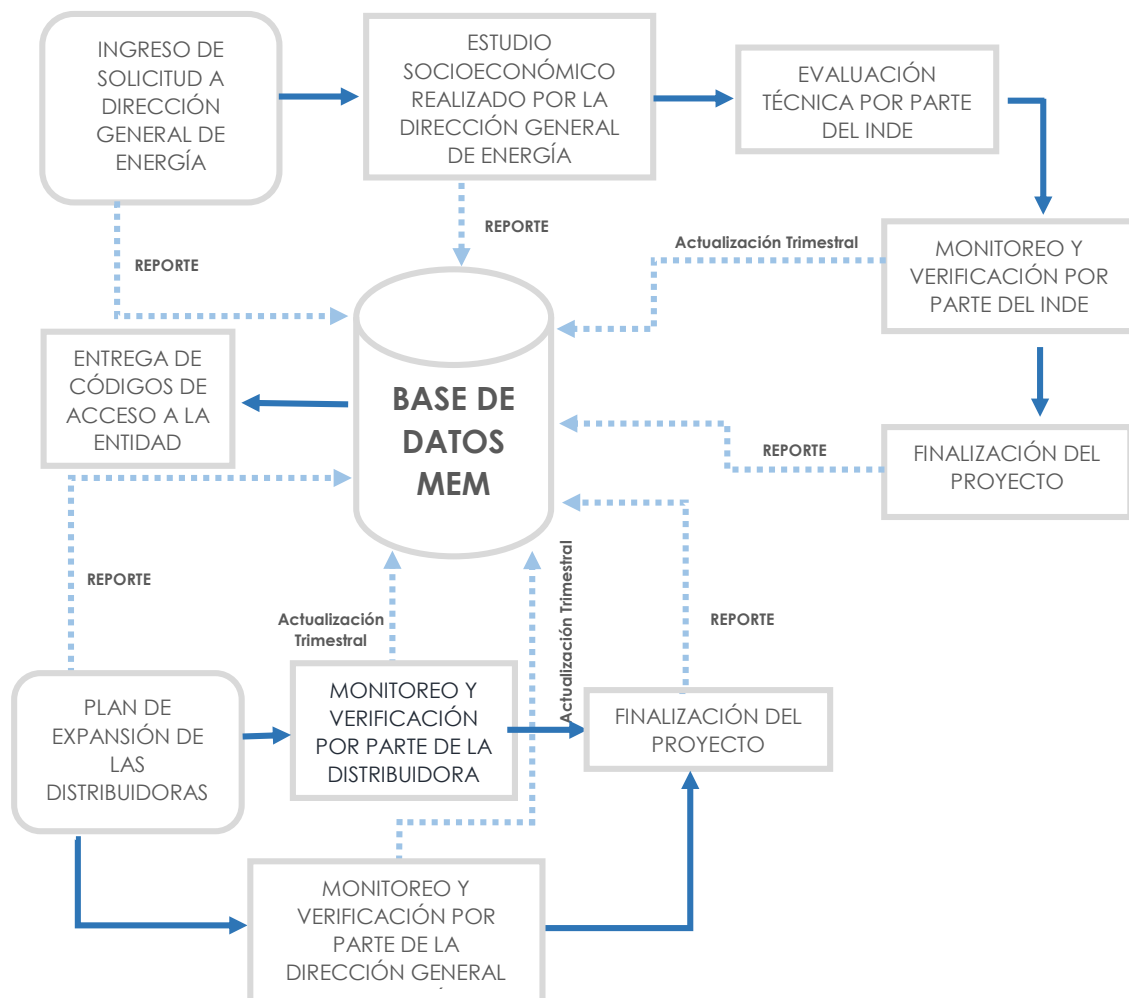
Todos los actores que generen o utilicen información, serán integrados en un solo sistema que permita centralizar la información, además será de fácil acceso a los interesados en ejecutar cualquier tipo de proyecto de electrificación.

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**

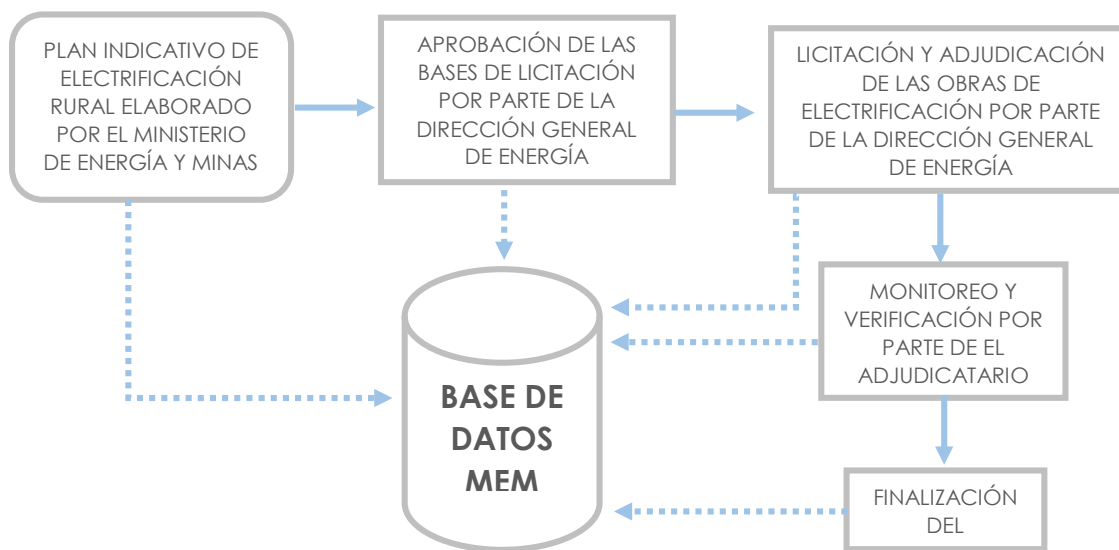
- La base de datos debe de estar actualizada e integrada con la información oficial de catastro.
- La base de datos debe de estar coordinada y gestionada con los distintos actores en los procesos de electrificación.
- La información previamente levantada a la publicación de este plan será unificada y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

Ilustración 12: Sistema de gestión y monitoreo de proyectos de electrificación.



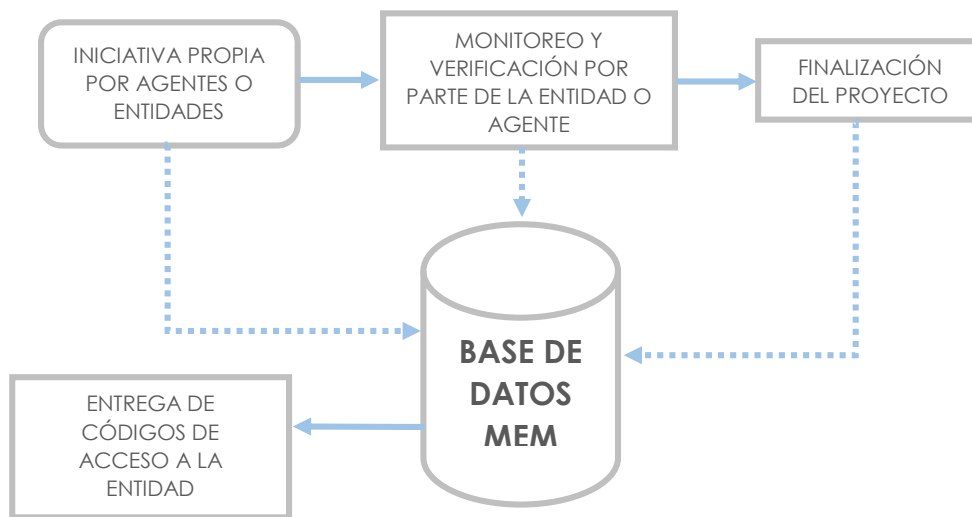
Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 13: Sistema de gestión y monitoreo de obras propuestas por el estado.



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 14: Sistema de gestión y monitoreo de obras propuestas por el sector privado.

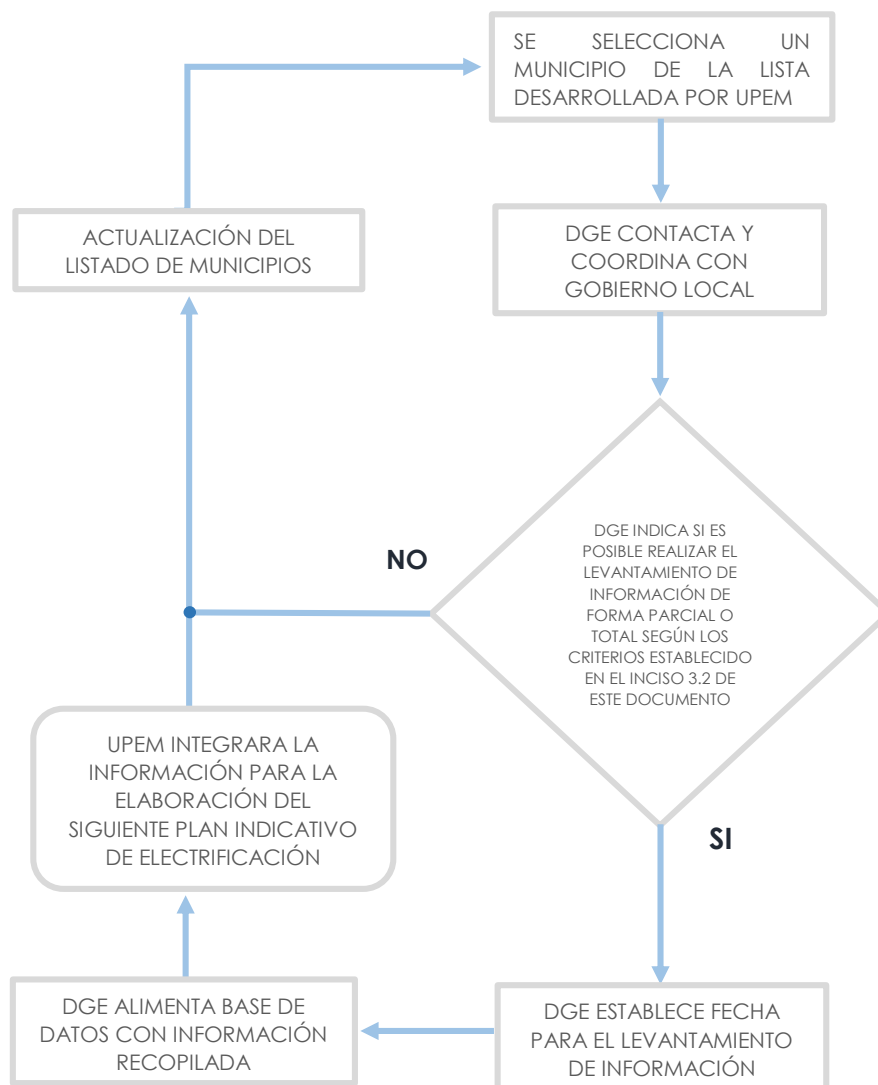


Fuente: Elaboración propia.

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 15: Sistema de identificación y evaluación socioeconómica

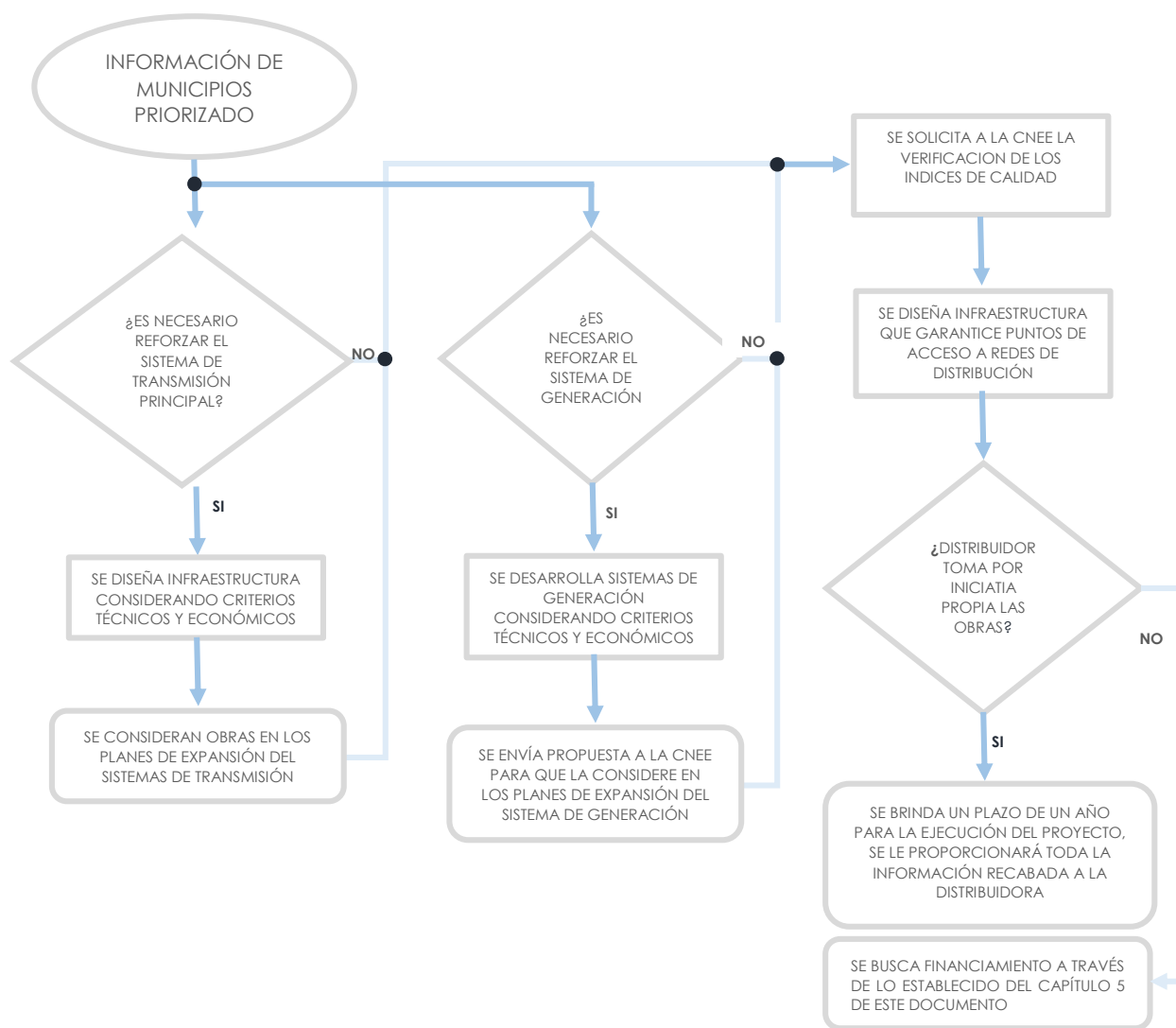


Fuente: Elaboración propia.

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 16: 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 coordinará 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

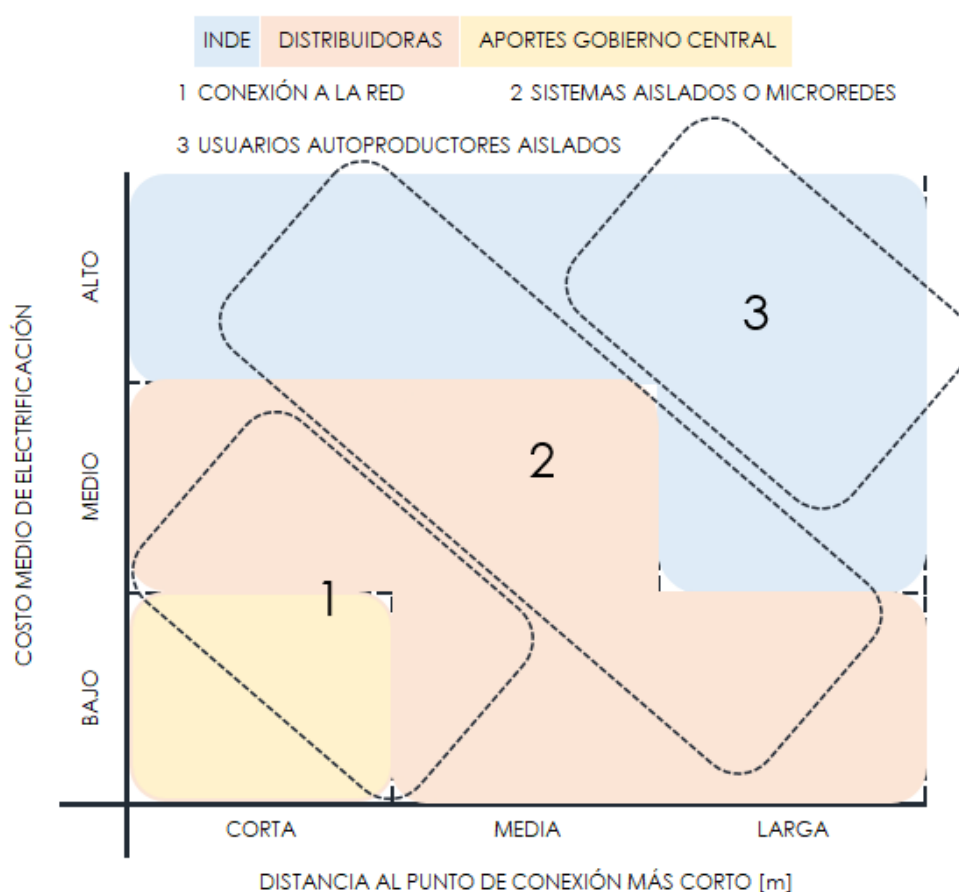
Cobertura de Energía Eléctrica



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



Fuente: Elaboración Propia.

En la Ilustración 17, 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 necesario la implementación de lo siguiente:

- **COORDINACIÓN INTERINSTITUCIONAL**

El Instituto Nacional de Electrificación en conjunto con el Ministerio de Energía y Minas se coordinarán a través de las instituciones indicadas en la Ilustración 18, 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 18: 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.PROGRAMAS DE INVERSIÓN PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL ESTABLECIDOS EN LOS PLIEGOS TARIFARIOS EMITIDOS POR LA CNEE

Las distribuidoras de acuerdo con 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 regirán por los lineamientos establecidos en cada pliego tarifario aprobado a las mismas.

5.3.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:

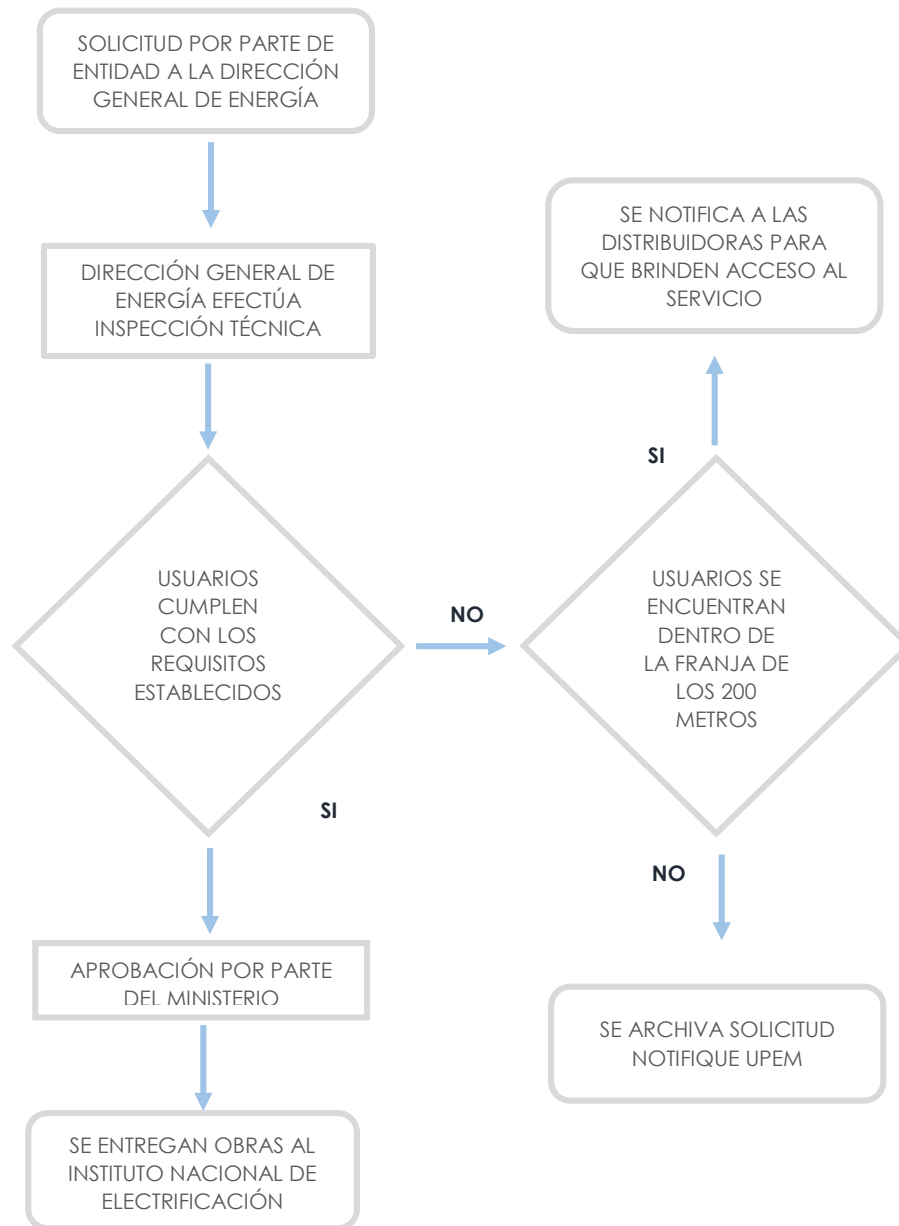
El esquema de funcionamiento se establece a continuación:

Ilustración 19: Instituciones involucradas en la implementación del aporte por electrificación.



Fuente: Elaboración Propia.

Ilustración 20: Sistema de aportes para electrificación.



Fuente: Elaboración Propia.

5.3.1. 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:
- E.
 - 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 13.

Tabla 13: Metas de cobertura eléctrica.

AÑO	Porcentaje de Cobertura Eléctrica
2019	88.07%
2020	88.94%
2021	89.80%
2022	90.67%
2023	91.53%
2024	92.40%
2025	93.27%
2026	94.13%
2027	95.00%*
2028	96.33%
2029	97.67%
2030	99.00%*
2031	99.50%
2032	99.99%*

Fuente: Elaboración propia.

* Son obligatorios

5.4. 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

No.	RANKING	Departamento	Municipio	Índice de acceso a electricidad eléctrica	Índice de desarrollo humano	Índice de pobreza Multidimensional	Índice de Incidencia de pobreza Rural	Índice Relativo de Consumo de Leña	TOTAL
1	337	Guatemala	Guatemala	99.54%	0.61	0.127	29.72%	2.47%	2.4
2	332	Guatemala	Santa Catarina Pinula	99.51%	0.61	0.127	29.72%	5.44%	6.1
3	330	Guatemala	San José Pinula	98.88%	0.61	0.127	29.72%	15.49%	6.7
4	327	Guatemala	San José del Golfo	97.18%	0.61	0.127	29.72%	28.54%	9.9
5	326	Guatemala	Palencia	95.93%	0.61	0.127	29.72%	43.17%	11.1
6	338	Guatemala	Chinautla	98.60%	0.61	0.127	29.72%	10.96%	1.2
7	334	Guatemala	San Pedro Ayampuc	97.89%	0.61	0.127	29.72%	26.26%	4.9
8	333	Guatemala	Mixco	99.68%	0.61	0.127	29.72%	2.84%	5
9	328	Guatemala	San Pedro Sacatepéquez	98.87%	0.61	0.127	29.72%	29.49%	8.4
10	331	Guatemala	San Juan Sacatepéquez	98.43%	0.61	0.127	29.72%	44.77%	6.6
11	325	Guatemala	San Raymundo	98.15%	0.61	0.127	29.72%	59.83%	11.2
12	318	Guatemala	Chuarancho	96.00%	0.61	0.127	29.72%	79.70%	15.8
13	335	Guatemala	Fraijanes	98.57%	0.61	0.127	29.72%	14.56%	3.4
14	329	Guatemala	Amatitlán	98.89%	0.61	0.127	29.72%	15.37%	7.6
15	340	Guatemala	Villa Nueva	99.56%	0.61	0.127	29.72%	3.24%	0.1
16	336	Guatemala	Villa Canales	97.46%	0.61	0.127	29.72%	22.32%	2.6
17	339	Guatemala	San Miguel Petapa	99.64%	0.61	0.127	29.72%	3.60%	0.1
18	277	El Progreso	Guastatoya	97.88%	0.52	0.288	64.51%	24.07%	36.8
19	283	El Progreso	Morazán	94.12%	0.52	0.288	64.51%	56.40%	34.5
20	233	El Progreso	San Agustín Acasaguastlán	88.86%	0.52	0.288	64.51%	65.52%	44.3
21	274	El Progreso	San Cristóbal Acasaguastlán	91.90%	0.52	0.288	64.51%	45.24%	37.9
22	286	El Progreso	El Jícaro	94.10%	0.52	0.288	64.51%	48.87%	33.8
23	281	El Progreso	Sansare	94.87%	0.52	0.288	64.51%	52.40%	35.1
24	295	El Progreso	Sanarate	96.53%	0.52	0.288	64.51%	31.65%	31.3
25	266	El Progreso	San Antonio La Paz	92.97%	0.52	0.288	64.51%	42.40%	39.6
26	321	Sacatepéquez	Antigua Guatemala	99.25%	0.57	0.187	46.66%	18.70%	14.3
27	324	Sacatepéquez	Jocotenango	99.32%	0.57	0.187	46.66%	9.14%	13.3
28	315	Sacatepéquez	Pastores	99.03%	0.57	0.187	46.66%	36.20%	16.1
29	312	Sacatepéquez	Sumpango	98.71%	0.57	0.187	46.66%	47.29%	17.4
30	313	Sacatepéquez	Santo Domingo Xenacoj	98.81%	0.57	0.187	46.66%	44.82%	17.1
31	320	Sacatepéquez	Santiago Sacatepéquez	99.18%	0.57	0.187	46.66%	27.91%	15.2
32	322	Sacatepéquez	San Bartolomé Milpas Altas	99.02%	0.57	0.187	46.66%	13.16%	13.7
33	305	Sacatepéquez	San Lucas Sacatepéquez	99.60%	0.57	0.187	46.66%	11.40%	28.4
34	323	Sacatepéquez	Santa Lucía Milpas Altas	99.53%	0.57	0.187	46.66%	13.80%	13.7
35	292	Sacatepéquez	Magdalena Milpas Altas	99.07%	0.57	0.187	46.66%	39.65%	31.5
36	311	Sacatepéquez	Santa María de Jesús	98.86%	0.57	0.187	46.66%	49.37%	20.5
37	319	Sacatepéquez	Ciudad Vieja	99.35%	0.57	0.187	46.66%	32.38%	15.7

38	316	Sacatepéquez	San Miguel Dueñas	98.54%	0.57	0.187	46.66%	33.69%	16
39	310	Sacatepéquez	San Juan Alotenango	98.12%	0.57	0.187	46.66%	62.93%	21.6
40	317	Sacatepéquez	San Antonio Aguas Calientes	98.58%	0.57	0.187	46.66%	32.31%	15.8
41	314	Sacatepéquez	Santa Catarina Barahona	98.48%	0.57	0.187	46.66%	37.08%	16.4
42	256	Chimaltenango	Chimaltenango	98.67%	0.49	0.345	73.26%	29.83%	41.1
43	202	Chimaltenango	San José Poaquil	94.46%	0.49	0.345	73.26%	91.28%	46.8
44	210	Chimaltenango	San Martín Jilotepeque	93.65%	0.49	0.345	73.26%	85.19%	45.9
45	228	Chimaltenango	San Juan Comalapa	95.91%	0.49	0.345	73.26%	76.32%	44.6
46	208	Chimaltenango	Santa Apolonia	95.90%	0.49	0.345	73.26%	91.64%	46
47	178	Chimaltenango	Tecpán Guatemala	95.95%	0.49	0.345	73.26%	78.82%	50.5
48	177	Chimaltenango	Patzún	96.15%	0.49	0.345	73.26%	78.94%	50.6
49	190	Chimaltenango	San Miguel Pochutá	82.91%	0.49	0.345	73.26%	73.83%	48.5
50	238	Chimaltenango	Patzicía	98.05%	0.49	0.345	73.26%	74.70%	43.7
51	230	Chimaltenango	Santa Cruz Balanyá	94.90%	0.49	0.345	73.26%	74.79%	44.5
52	188	Chimaltenango	Acatenango	94.35%	0.49	0.345	73.26%	81.21%	49.1
53	239	Chimaltenango	San Pedro Yepocapa	95.90%	0.49	0.345	73.26%	68.92%	43.7
54	252	Chimaltenango	San Andrés Itzapa	96.95%	0.49	0.345	73.26%	53.62%	41.8
55	261	Chimaltenango	Parramos	97.66%	0.49	0.345	73.26%	41.23%	40.3
56	254	Chimaltenango	Zaragoza	98.21%	0.49	0.345	73.26%	43.87%	41.2
57	272	Chimaltenango	El Tejar	99.08%	0.49	0.345	73.26%	22.31%	38
58	250	Escuintla	Escuintla	98.01%	0.52	0.257	59.86%	23.48%	42.2
59	275	Escuintla	Santa Lucía Cotzumalguapa	97.09%	0.52	0.257	59.86%	37.50%	37.4
60	299	Escuintla	La Democracia	96.03%	0.52	0.257	59.86%	45.81%	30
61	302	Escuintla	Siquinalá	96.17%	0.52	0.257	59.86%	35.90%	28.9
62	296	Escuintla	Masagua	94.79%	0.52	0.257	59.86%	54.29%	31.2
63	307	Escuintla	Tiquisate	97.63%	0.52	0.257	59.86%	30.79%	28
64	301	Escuintla	La Gomera	95.45%	0.52	0.257	59.86%	40.13%	29.6
65	279	Escuintla	Guanagazapa	84.72%	0.52	0.257	59.86%	78.71%	36.3
66	308	Escuintla	San José	97.99%	0.52	0.257	59.86%	26.85%	27.5
67	304	Escuintla	Iztapa	96.65%	0.52	0.257	59.86%	31.86%	28.8
68	309	Escuintla	Palín	99.06%	0.52	0.257	59.86%	15.39%	26.1
69	298	Escuintla	San Vicente Pacaya	94.04%	0.52	0.257	59.86%	46.85%	30.6
70	297	Escuintla	Nueva Concepción	96.52%	0.52	0.257	59.86%	56.12%	30.9
71	300	Escuintla	Sipacate	94.58%	0.52	0.257	59.86%	41.79%	30
72	245	Santa Rosa	Cuilapa	94.93%	0.47	0.361	72.43%	43.54%	43.2
73	248	Santa Rosa	Barberena	95.84%	0.47	0.361	72.43%	36.77%	42.3
74	234	Santa Rosa	Santa Rosa de Lima	94.44%	0.47	0.361	72.43%	53.01%	44.3
75	205	Santa Rosa	Casillas	93.04%	0.47	0.361	72.43%	72.26%	46.7
76	198	Santa Rosa	San Rafael Las Flores	87.98%	0.47	0.361	72.43%	67.66%	47.5
77	206	Santa Rosa	Oratorio	89.45%	0.47	0.361	72.43%	62.74%	46.6
78	183	Santa Rosa	San Juan Tecuaco	85.78%	0.47	0.361	72.43%	84.98%	49.8
79	221	Santa Rosa	Chiquimulilla	92.29%	0.47	0.361	72.43%	55.52%	45.1
80	211	Santa Rosa	Taxisco	91.88%	0.47	0.361	72.43%	61.54%	45.9

81	195	Santa Rosa	Santa María Ixhuatán	90.44%	0.47	0.361	72.43%	78.77%	48
82	215	Santa Rosa	Guazacapán	92.72%	0.47	0.361	72.43%	62.43%	45.7
83	236	Santa Rosa	Santa Cruz Naranjo	93.93%	0.47	0.361	72.43%	48.20%	43.9
84	196	Santa Rosa	Pueblo Nuevo Viñas	87.64%	0.47	0.361	72.43%	71.17%	47.9
85	222	Santa Rosa	Nueva Santa Rosa	94.64%	0.47	0.361	72.43%	60.36%	45
86	154	Sololá	Sololá	97.22%	0.455	0.399	85.44%	78.41%	53.7
87	141	Sololá	San José Chacayá	96.64%	0.455	0.399	85.44%	87.25%	54.8
88	152	Sololá	Santa María Visitación	97.99%	0.455	0.399	85.44%	82.12%	53.9
89	148	Sololá	Santa Lucía Utatlán	97.66%	0.455	0.399	85.44%	85.13%	54.3
90	113	Sololá	Nahualá	90.25%	0.455	0.399	85.44%	97.49%	57.5
91	115	Sololá	Santa Catarina Ixtahuacán	90.57%	0.455	0.399	85.44%	97.82%	57.5
92	98	Sololá	Santa Clara La Laguna	96.88%	0.455	0.399	85.44%	90.96%	59.4
93	70	Sololá	Concepción	97.25%	0.455	0.399	85.44%	95.78%	63.5
94	158	Sololá	San Andrés Semetabaj	98.07%	0.455	0.399	85.44%	76.51%	53.3
95	201	Sololá	Panajachel	99.24%	0.455	0.399	85.44%	18.11%	47
96	90	Sololá	Santa Catarina Palopó	94.20%	0.455	0.399	85.44%	93.52%	61.6
97	135	Sololá	San Antonio Palopó	95.75%	0.455	0.399	85.44%	90.18%	55.3
98	153	Sololá	San Lucas Tolimán	96.99%	0.455	0.399	85.44%	78.23%	53.8
99	97	Sololá	Santa Cruz La Laguna	93.98%	0.455	0.399	85.44%	89.17%	59.4
100	114	Sololá	San Pablo La Laguna	95.78%	0.455	0.399	85.44%	95.84%	57.5
101	99	Sololá	San Marcos La Laguna	98.17%	0.455	0.399	85.44%	82.57%	59.3
102	72	Sololá	San Juan La Laguna	96.70%	0.455	0.399	85.44%	84.20%	63.4
103	169	Sololá	San Pedro La Laguna	99.09%	0.455	0.399	85.44%	62.35%	51.6
104	147	Sololá	Santiago Atitlán	97.82%	0.455	0.399	85.44%	85.57%	54.3
105	103	Totonicapán	Totonicapán	98.13%	0.432	0.411	79.96%	75.15%	58.8
106	111	Totonicapán	San Cristóbal Totonicapán	96.48%	0.432	0.411	79.96%	75.29%	57.7
107	133	Totonicapán	San Francisco El Alto	96.76%	0.432	0.411	79.96%	88.70%	55.6
108	73	Totonicapán	San Andrés Xecul	97.60%	0.432	0.411	79.96%	82.13%	63.4
109	57	Totonicapán	Momostenango	94.31%	0.432	0.411	79.96%	94.28%	65.2
110	93	Totonicapán	Santa María Chiquimula	85.72%	0.432	0.411	79.96%	97.04%	60.5
111	92	Totonicapán	Santa Lucía La Reforma	87.37%	0.432	0.411	79.96%	98.05%	61.3
112	120	Totonicapán	San Bartolo Aguas Calientes	92.02%	0.432	0.411	79.96%	91.56%	57.1
113	306	Quetzaltenango	Quetzaltenango	98.74%	0.529	0.304	62.57%	14.94%	28.3
114	290	Quetzaltenango	Salcajá	98.54%	0.529	0.304	62.57%	23.09%	32.4
115	289	Quetzaltenango	San Juan Orintepeque	97.81%	0.529	0.304	62.57%	34.55%	33
116	276	Quetzaltenango	San Carlos Sija	96.11%	0.529	0.304	62.57%	92.68%	37
117	263	Quetzaltenango	Sibilia	97.64%	0.529	0.304	62.57%	89.95%	40.3
118	255	Quetzaltenango	Cabricán	93.16%	0.529	0.304	62.57%	95.48%	41.1
119	244	Quetzaltenango	Cajolá	95.61%	0.529	0.304	62.57%	94.00%	43.2
120	262	Quetzaltenango	San Miguel Siguilá	94.31%	0.529	0.304	62.57%	90.98%	40.3
121	260	Quetzaltenango	San Juan Ostuncalco	95.67%	0.529	0.304	62.57%	77.17%	40.6

122	293	Quetzaltenango	San Mateo	99.06%	0.529	0.304	62.57%	34.44%	31.4
123	251	Quetzaltenango	Concepción Chiquirichapa	98.45%	0.529	0.304	62.57%	93.69%	42.1
124	226	Quetzaltenango	San Martín Sacatepéquez	95.18%	0.529	0.304	62.57%	92.01%	44.7
125	294	Quetzaltenango	Almolonga	98.98%	0.529	0.304	62.57%	11.44%	31.4
126	285	Quetzaltenango	Cantel	95.98%	0.529	0.304	62.57%	45.89%	33.9
127	257	Quetzaltenango	Huitán	87.26%	0.529	0.304	62.57%	95.62%	41.1
128	269	Quetzaltenango	Zunil	98.95%	0.529	0.304	62.57%	55.53%	38.9
129	270	Quetzaltenango	Colomba Costa Cuca	93.52%	0.529	0.304	62.57%	71.69%	38.8
130	249	Quetzaltenango	San Francisco La Unión	94.80%	0.529	0.304	62.57%	95.11%	42.2
131	264	Quetzaltenango	El Palmar	95.22%	0.529	0.304	62.57%	74.05%	39.8
132	288	Quetzaltenango	Coatepeque	94.91%	0.529	0.304	62.57%	53.01%	33.3
133	265	Quetzaltenango	Génova	88.67%	0.529	0.304	62.57%	90.03%	39.8
134	273	Quetzaltenango	Flores Costa Cuca	93.34%	0.529	0.304	62.57%	78.63%	38
135	303	Quetzaltenango	La Esperanza	98.90%	0.529	0.304	62.57%	21.13%	28.9
136	240	Quetzaltenango	Palestina de Los Altos	94.07%	0.529	0.304	62.57%	92.73%	43.6
137	258	Suchitepéquez	Mazatenango	97.60%	0.471	0.341	72.91%	38.58%	41.1
138	242	Suchitepéquez	Cuyotenango	94.58%	0.471	0.341	72.91%	54.38%	43.5
139	241	Suchitepéquez	San Francisco Zapotitlán	96.38%	0.471	0.341	72.91%	43.04%	43.5
140	231	Suchitepéquez	San Bernardino	92.57%	0.471	0.341	72.91%	59.31%	44.5
141	219	Suchitepéquez	San José El Ídolo	94.92%	0.471	0.341	72.91%	73.33%	45.4
142	165	Suchitepéquez	Santo Domingo Suchitepéquez	92.90%	0.471	0.341	72.91%	78.08%	52.1
143	193	Suchitepéquez	San Lorenzo	89.17%	0.471	0.341	72.91%	86.66%	48.2
144	247	Suchitepéquez	Samayac	96.54%	0.471	0.341	72.91%	49.18%	42.4
145	232	Suchitepéquez	San Pablo Jocopilas	95.44%	0.471	0.341	72.91%	64.73%	44.3
146	225	Suchitepéquez	San Antonio Suchitepéquez	93.71%	0.471	0.341	72.91%	65.45%	44.9
147	191	Suchitepéquez	San Miguel Panán	93.44%	0.471	0.341	72.91%	83.98%	48.3
148	237	Suchitepéquez	San Gabriel	95.74%	0.471	0.341	72.91%	44.34%	43.8
149	192	Suchitepéquez	Chicacao	89.57%	0.471	0.341	72.91%	78.60%	48.3
150	227	Suchitepéquez	Patulul	93.59%	0.471	0.341	72.91%	63.22%	44.6
151	199	Suchitepéquez	Santa Bárbara	91.02%	0.471	0.341	72.91%	79.51%	47
152	216	Suchitepéquez	San Juan Bautista	91.70%	0.471	0.341	72.91%	68.78%	45.7
153	246	Suchitepéquez	Santo Tomas La Unión	95.57%	0.471	0.341	72.91%	52.35%	43
154	235	Suchitepéquez	Zunilito	97.89%	0.471	0.341	72.91%	50.46%	44.1
155	127	Suchitepéquez	Pueblo Nuevo	96.45%	0.471	0.341	72.91%	72.01%	56.6
156	220	Suchitepéquez	Río Bravo	91.37%	0.471	0.341	72.91%	63.85%	45.3
157	197	Suchitepéquez	San José La Máquina	93.78%	0.471	0.341	72.91%	78.78%	47.6
158	203	Retalhuleu	Retalhuleu	96.02%	0.476	0.336	72.71%	48.12%	46.8
159	218	Retalhuleu	San Sebastián	96.97%	0.476	0.336	72.71%	56.37%	45.4
160	224	Retalhuleu	Santa Cruz Muluá	93.10%	0.476	0.336	72.71%	58.41%	44.9
161	223	Retalhuleu	San Martín Zapotitlán	95.32%	0.476	0.336	72.71%	50.97%	44.9
162	259	Retalhuleu	San Felipe	97.21%	0.476	0.336	72.71%	43.96%	41.1
163	212	Retalhuleu	San Andrés Villa Seca	92.99%	0.476	0.336	72.71%	79.31%	45.8
164	229	Retalhuleu	Champerico	93.70%	0.476	0.336	72.71%	68.75%	44.5
165	151	Retalhuleu	Nuevo San Carlos	89.21%	0.476	0.336	72.71%	80.23%	54
166	204	Retalhuleu	El Asintal	91.32%	0.476	0.336	72.71%	84.63%	46.8

167	172	San Marcos	San Marcos	97.89%	0.451	0.431	82.58%	45.49%	51.1
168	168	San Marcos	San Pedro Sacatepéquez	97.64%	0.451	0.431	82.58%	52.23%	51.9
169	79	San Marcos	San Antonio Sacatepéquez	94.47%	0.451	0.431	82.58%	84.02%	62.4
170	91	San Marcos	Comitancillo	78.21%	0.451	0.431	82.58%	96.19%	61.4
171	101	San Marcos	San Miguel Ixtahuacán	86.99%	0.451	0.431	82.58%	94.78%	59
172	82	San Marcos	Concepción Tutuapa	76.47%	0.451	0.431	82.58%	97.92%	62.1
173	62	San Marcos	Tacanán	93.30%	0.451	0.431	82.58%	95.06%	64.9
174	108	San Marcos	Sibinal	92.29%	0.451	0.431	82.58%	98.09%	58
175	69	San Marcos	Tajumulco	90.20%	0.451	0.431	82.58%	97.73%	63.5
176	118	San Marcos	Tejútla	91.48%	0.451	0.431	82.58%	90.06%	57.4
177	110	San Marcos	San Rafael Pie de la Cuesta	96.57%	0.451	0.431	82.58%	67.28%	57.9
178	23	San Marcos	Nuevo Progreso	91.90%	0.451	0.431	82.58%	88.85%	72.1
179	128	San Marcos	El Tumbador	92.83%	0.451	0.431	82.58%	82.78%	56.3
180	132	San Marcos	San José el Rodeo	96.38%	0.451	0.431	82.58%	86.07%	55.7
181	143	San Marcos	Malacatán	95.38%	0.451	0.431	82.58%	74.49%	54.8
182	139	San Marcos	Catarina	95.67%	0.451	0.431	82.58%	75.90%	54.8
183	180	San Marcos	Ayutla	98.15%	0.451	0.431	82.58%	35.81%	50
184	166	San Marcos	Ocós	98.76%	0.451	0.431	82.58%	56.82%	52.1
185	134	San Marcos	San Pablo	95.37%	0.451	0.431	82.58%	80.90%	55.4
186	125	San Marcos	El Quetzal	92.94%	0.451	0.431	82.58%	86.75%	56.7
187	77	San Marcos	La Reforma	89.56%	0.451	0.431	82.58%	86.58%	62.5
188	156	San Marcos	Pajapita	94.37%	0.451	0.431	82.58%	58.76%	53.4
189	109	San Marcos	Ixchiguan	92.03%	0.451	0.431	82.58%	97.35%	58
190	116	San Marcos	San José Ojetenam	94.61%	0.451	0.431	82.58%	98.29%	57.4
191	121	San Marcos	San Cristóbal Cucho	94.45%	0.451	0.431	82.58%	94.16%	57
192	50	San Marcos	Sipacapa	83.30%	0.451	0.431	82.58%	94.99%	66.3
193	105	San Marcos	Esquipulas Palo Gordo	96.77%	0.451	0.431	82.58%	76.04%	58.5
194	52	San Marcos	Río Blanco	95.02%	0.451	0.431	82.58%	94.66%	66.1
195	65	San Marcos	San Lorenzo	91.86%	0.451	0.431	82.58%	91.14%	64.3
196	107	San Marcos	La Blanca	92.28%	0.451	0.431	82.58%	71.44%	58.1
197	119	Huehuetenango	Huehuetenango	98.81%	0.399	0.471	85.32%	25.44%	57.2
198	64	Huehuetenango	Chiantla	87.69%	0.399	0.471	85.32%	80.21%	64.5
199	51	Huehuetenango	Malacatancito	90.71%	0.399	0.471	85.32%	80.16%	66.2
200	45	Huehuetenango	Cuilco	87.64%	0.399	0.471	85.32%	90.01%	66.8
201	26	Huehuetenango	Nentón	78.07%	0.399	0.471	85.32%	89.08%	70.1
202	42	Huehuetenango	San Pedro Necta	83.32%	0.399	0.471	85.32%	93.73%	67
203	85	Huehuetenango	Jacaltenango	94.26%	0.399	0.471	85.32%	72.15%	61.9
204	40	Huehuetenango	San Pedro Soloma	91.97%	0.399	0.471	85.32%	84.71%	67.2
205	20	Huehuetenango	San Ildefonso Ixtahuacán	77.09%	0.399	0.471	85.32%	91.72%	74.1
206	18	Huehuetenango	Santa Bárbara	74.20%	0.399	0.471	85.32%	98.58%	74.8
207	12	Huehuetenango	La Libertad	85.98%	0.399	0.471	85.32%	92.30%	78.3
208	33	Huehuetenango	La Democracia	88.62%	0.399	0.471	85.32%	71.62%	68.7
209	28	Huehuetenango	San Miguel Acatán	83.21%	0.399	0.471	85.32%	96.84%	69.2
210	49	Huehuetenango	San Rafael La Independencia	89.27%	0.399	0.471	85.32%	97.79%	66.3
211	48	Huehuetenango	Todos Santos Cuchumatán	92.86%	0.399	0.471	85.32%	96.64%	66.4

212	27	Huehuetenango	San Juan Atitán	86.96%	0.399	0.471	85.32%	98.49%	69.5
213	34	Huehuetenango	Santa Eulalia	78.40%	0.399	0.471	85.32%	96.75%	68.6
214	41	Huehuetenango	San Mateo Ixtatán	85.46%	0.399	0.471	85.32%	99.06%	67
215	17	Huehuetenango	Colotenango	79.17%	0.399	0.471	85.32%	96.67%	75.9
216	29	Huehuetenango	San Sebastián Huehuetenango	82.89%	0.399	0.471	85.32%	92.69%	69.1
217	46	Huehuetenango	Tecitán	92.54%	0.399	0.471	85.32%	96.11%	66.7
218	54	Huehuetenango	Concepción Huista	89.31%	0.399	0.471	85.32%	96.90%	65.8
219	36	Huehuetenango	San Juan Ixcay	82.24%	0.399	0.471	85.32%	96.33%	67.5
220	68	Huehuetenango	San Antonio Huista	88.12%	0.399	0.471	85.32%	73.94%	63.7
221	47	Huehuetenango	San Sebastián Coatán	86.55%	0.399	0.471	85.32%	98.02%	66.6
222	30	Huehuetenango	Santa Cruz Barillas	74.39%	0.399	0.471	85.32%	91.48%	69.1
223	58	Huehuetenango	Aguacatán	87.64%	0.399	0.471	85.32%	86.42%	65.1
224	37	Huehuetenango	San Rafael Petzal	80.74%	0.399	0.471	85.32%	91.75%	67.4
225	21	Huehuetenango	San Gaspar Ixchil	58.95%	0.399	0.471	85.32%	98.77%	73.8
226	60	Huehuetenango	Santiago Chimaltenango	91.89%	0.399	0.471	85.32%	96.40%	65.1
227	75	Huehuetenango	Santa Ana Huista	92.29%	0.399	0.471	85.32%	77.08%	63
228	66	Huehuetenango	Unión Cantinil	93.13%	0.399	0.471	85.32%	89.56%	64
229	59	Huehuetenango	Petatán	89.60%	0.399	0.471	85.32%	90.94%	65.1
230	104	Quiché	Santa Cruz del Quiché	91.44%	0.424	0.456	82.77%	68.30%	58.7
231	80	Quiché	Chiché	87.14%	0.424	0.456	82.77%	92.71%	62.3
232	81	Quiché	Chinique	84.71%	0.424	0.456	82.77%	86.35%	62.3
233	83	Quiché	Zacualpa	86.21%	0.424	0.456	82.77%	87.80%	62
234	55	Quiché	Chajul	76.32%	0.424	0.456	82.77%	98.95%	65.7
235	96	Quiché	Santo Tomás Chichicastenango	95.79%	0.424	0.456	82.77%	91.19%	59.9
236	95	Quiché	Patzitá	96.24%	0.424	0.456	82.77%	94.37%	60.1
237	94	Quiché	San Antonio Ilotenango	95.72%	0.424	0.456	82.77%	95.81%	60.4
238	78	Quiché	San Pedro Jocopilas	88.19%	0.424	0.456	82.77%	96.54%	62.4
239	71	Quiché	Cunén	89.83%	0.424	0.456	82.77%	94.33%	63.5
240	24	Quiché	San Juan Cotzal	80.30%	0.424	0.456	82.77%	98.01%	72.1
241	87	Quiché	Joyabaj	86.58%	0.424	0.456	82.77%	87.15%	61.9
242	16	Quiché	Santa María Nebaj	87.67%	0.424	0.456	82.77%	88.84%	76.8
243	39	Quiché	San Andrés Sajcabajá	77.40%	0.424	0.456	82.77%	89.39%	67.2
244	43	Quiché	San Miguel Uspantán	69.81%	0.424	0.456	82.77%	93.70%	66.9
245	31	Quiché	Sacapulas	89.48%	0.424	0.456	82.77%	89.85%	68.9
246	56	Quiché	San Bartolomé Jocotenango	76.97%	0.424	0.456	82.77%	96.52%	65.3
247	63	Quiché	Canillá	80.91%	0.424	0.456	82.77%	80.58%	64.8
248	32	Quiché	Chicamán	71.28%	0.424	0.456	82.77%	91.42%	68.8
249	35	Quiché	Playa Grande Ixcán	87.23%	0.424	0.456	82.77%	93.54%	67.6
250	126	Quiché	Pachalum	93.61%	0.424	0.456	82.77%	53.91%	56.6
251	67	Baja Verapaz	Salamá	92.37%	0.457	0.372	77.28%	59.08%	63.7
252	167	Baja Verapaz	San Miguel Chicaj	89.46%	0.457	0.372	77.28%	82.82%	51.9
253	175	Baja Verapaz	Rabinal	89.88%	0.457	0.372	77.28%	74.24%	50.9
254	149	Baja Verapaz	Cubulco	81.25%	0.457	0.372	77.28%	85.33%	54.3
255	123	Baja Verapaz	Granados	89.70%	0.457	0.372	77.28%	66.25%	56.8
256	184	Baja Verapaz	Santa Cruz El Chól	92.09%	0.457	0.372	77.28%	68.57%	49.8

257	189	Baja Verapaz	San Jerónimo	91.30%	0.457	0.372	77.28%	59.05%	49
258	44	Baja Verapaz	Purulhá	59.44%	0.457	0.372	77.28%	91.67%	66.8
259	4	Alta Verapaz	Cobán	77.72%	0.37	0.529	89.39%	71.37%	84
260	25	Alta Verapaz	Santa Cruz Verapaz	84.62%	0.37	0.529	89.39%	74.94%	71.4
261	22	Alta Verapaz	San Cristóbal Verapaz	79.08%	0.37	0.529	89.39%	84.35%	73.8
262	19	Alta Verapaz	Tactic	84.99%	0.37	0.529	89.39%	68.70%	74.4
263	9	Alta Verapaz	Tamahú	65.94%	0.37	0.529	89.39%	93.05%	81.6
264	6	Alta Verapaz	San Miguel Tucurú	61.27%	0.37	0.529	89.39%	95.71%	83.5
265	2	Alta Verapaz	Panzós	57.88%	0.37	0.529	89.39%	96.39%	85.5
266	5	Alta Verapaz	Senahú	45.91%	0.37	0.529	89.39%	97.54%	83.7
267	7	Alta Verapaz	San Pedro Carchá	56.61%	0.37	0.529	89.39%	92.46%	82.1
268	13	Alta Verapaz	San Juan Chamelco	65.11%	0.37	0.529	89.39%	88.86%	77.8
269	3	Alta Verapaz	San Agustín Lanquín	41.42%	0.37	0.529	89.39%	96.21%	84.7
270	1	Alta Verapaz	Santa María Cahabón	43.38%	0.37	0.529	89.39%	96.31%	88
271	8	Alta Verapaz	Chisec	70.97%	0.37	0.529	89.39%	95.83%	82.1
272	10	Alta Verapaz	Chahal	57.63%	0.37	0.529	89.39%	94.99%	80.4
273	11	Alta Verapaz	Fray Bartolomé de Las Casas	61.53%	0.37	0.529	89.39%	90.68%	79
274	14	Alta Verapaz	Santa Catalina La Tinta	68.75%	0.37	0.529	89.39%	90.29%	77.1
275	15	Alta Verapaz	Raxruhá	70.39%	0.37	0.529	89.39%	92.39%	76.9
276	214	Petén	Flores	94.10%	0.458	0.373	75.69%	40.22%	45.8
277	161	Petén	San José	84.20%	0.458	0.373	75.69%	80.46%	52.5
278	217	Petén	San Benito	94.12%	0.458	0.373	75.69%	37.78%	45.5
279	100	Petén	San Andrés	69.68%	0.458	0.373	75.69%	85.19%	59.2
280	162	Petén	La Libertad	85.22%	0.458	0.373	75.69%	81.47%	52.3
281	131	Petén	San Francisco	85.99%	0.458	0.373	75.69%	74.84%	55.8
282	163	Petén	Santa Ana	82.81%	0.458	0.373	75.69%	75.29%	52.3
283	84	Petén	Dolores	78.46%	0.458	0.373	75.69%	80.24%	62
284	138	Petén	San Luís	77.71%	0.458	0.373	75.69%	87.12%	54.8
285	155	Petén	Sayaxché	82.67%	0.458	0.373	75.69%	86.61%	53.5
286	187	Petén	Melchor de Mencos	88.80%	0.458	0.373	75.69%	59.29%	49.1
287	181	Petén	Poptún	84.08%	0.458	0.373	75.69%	55.69%	49.9
288	160	Petén	Las Cruces	84.21%	0.458	0.373	75.69%	83.76%	52.8
289	170	Petén	El Chal	85.69%	0.458	0.373	75.69%	72.64%	51.3
290	278	Izabal	Puerto Barrios	97.05%	0.481	0.35	65.89%	18.44%	36.4
291	207	Izabal	Livingston	80.02%	0.481	0.35	65.89%	70.90%	46.3
292	164	Izabal	El Estor	63.10%	0.481	0.35	65.89%	85.88%	52.2
293	209	Izabal	Morales	89.86%	0.481	0.35	65.89%	44.36%	46
294	243	Izabal	Los Amates	87.00%	0.481	0.35	65.89%	59.91%	43.3
295	282	Zacapa	Zacapa	93.11%	0.511	0.317	65.57%	35.34%	35
296	291	Zacapa	Estanzuela	98.61%	0.511	0.317	65.57%	22.08%	32.2
297	287	Zacapa	Río Hondo	97.30%	0.511	0.317	65.57%	33.08%	33.6
298	271	Zacapa	Gualán	89.43%	0.511	0.317	65.57%	55.93%	38
299	284	Zacapa	Teculután	96.73%	0.511	0.317	65.57%	35.25%	34
300	268	Zacapa	Usumatlán	93.87%	0.511	0.317	65.57%	51.58%	38.9
301	253	Zacapa	Cabañas	92.24%	0.511	0.317	65.57%	62.76%	41.4
302	267	Zacapa	San Diego	90.81%	0.511	0.317	65.57%	70.58%	39.2
303	213	Zacapa	La Unión	73.79%	0.511	0.317	65.57%	91.80%	45.8

304	142	Zacapa	Huité	88.76%	0.511	0.317	65.57%	71.04%	54.8
305	280	Zacapa	San Jorge	94.29%	0.511	0.317	65.57%	50.45%	36.2
306	145	Chiquimula	Chiquimula	92.94%	0.408	0.435	77.16%	49.13%	54.7
307	129	Chiquimula	San José La Arada	92.56%	0.408	0.435	77.16%	62.99%	56.2
308	86	Chiquimula	San Juan Ermita	79.87%	0.408	0.435	77.16%	86.73%	61.9
309	38	Chiquimula	Jocotán	60.76%	0.408	0.435	77.16%	90.88%	67.3
310	53	Chiquimula	Camotán	66.01%	0.408	0.435	77.16%	91.08%	65.9
311	88	Chiquimula	Olopa	82.13%	0.408	0.435	77.16%	90.63%	61.7
312	130	Chiquimula	Esquipulas	87.81%	0.408	0.435	77.16%	48.55%	55.9
313	137	Chiquimula	Concepción Las Minas	95.01%	0.408	0.435	77.16%	58.31%	55.1
314	112	Chiquimula	Quezaltepeque	90.28%	0.408	0.435	77.16%	71.38%	57.6
315	76	Chiquimula	San Jacinto	89.12%	0.408	0.435	77.16%	88.42%	62.7
316	61	Chiquimula	Ipala	95.67%	0.408	0.435	77.16%	58.53%	64.9
317	122	Jalapa	Jalapa	91.02%	0.426	0.445	80.30%	65.93%	57
318	74	Jalapa	San Pedro Pinula	76.47%	0.426	0.445	80.30%	91.08%	63.3
319	124	Jalapa	San Luis Jilotepeque	93.11%	0.426	0.445	80.30%	69.36%	56.8
320	117	Jalapa	San Manuel Chaparrón	90.70%	0.426	0.445	80.30%	69.07%	57.4
321	89	Jalapa	San Carlos Alzatate	85.19%	0.426	0.445	80.30%	96.22%	61.6
322	146	Jalapa	Monjas	92.15%	0.426	0.445	80.30%	43.86%	54.4
323	106	Jalapa	Mataquescuintla	90.70%	0.426	0.445	80.30%	75.75%	58.1
324	171	Jutiapa	Jutiapa	93.52%	0.455	0.402	78.97%	63.88%	51.1
325	200	Jutiapa	El Progreso	97.63%	0.455	0.402	78.97%	34.09%	47
326	186	Jutiapa	Santa Catarina Mita	96.12%	0.455	0.402	78.97%	55.03%	49.5
327	182	Jutiapa	Agua Blanca	96.62%	0.455	0.402	78.97%	59.80%	49.9
328	194	Jutiapa	Asunción Mita	97.06%	0.455	0.402	78.97%	42.95%	48.1
329	157	Jutiapa	Yupiltepeque	89.88%	0.455	0.402	78.97%	76.05%	53.3
330	185	Jutiapa	Atescatempa	95.16%	0.455	0.402	78.97%	54.29%	49.7
331	179	Jutiapa	Jerez	92.83%	0.455	0.402	78.97%	51.85%	50.1
332	140	Jutiapa	El Adelanto	87.72%	0.455	0.402	78.97%	76.59%	54.8
333	144	Jutiapa	Zapotitlán	87.02%	0.455	0.402	78.97%	81.89%	54.7
334	136	Jutiapa	Comapa	85.04%	0.455	0.402	78.97%	82.95%	55.3
335	176	Jutiapa	Jalpatagua	92.27%	0.455	0.402	78.97%	57.42%	50.8
336	102	Jutiapa	Conguaco	73.57%	0.455	0.402	78.97%	89.87%	59
337	159	Jutiapa	Moyuta	87.63%	0.455	0.402	78.97%	68.51%	53.1
338	150	Jutiapa	Pasaco	86.93%	0.455	0.402	78.97%	75.83%	54.1
339	173	Jutiapa	San José Acatempa	95.08%	0.455	0.402	78.97%	66.73%	51
340	174	Jutiapa	Quesada	94.51%	0.455	0.402	78.97%	59.31%	51

