

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN- 03083

Plan Nacional de electrificación de última milla en Paraguay

Autores

Andrés González García

Kristin Dietrich

Pedro Ciller Cutillas

Clara Pérez-Andújar

Rafael Palacios

Editores

Veronica R. Prado

Javier Cuervo

Laura Marcela Hinstroza Olascuaga

Sergio Andrés Arguello

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Junio 2025



Plan Nacional de electrificación de última milla en Paraguay

Autores

Andrés González García
Kristin Dietrich
Pedro Ciller Cutillas
Clara Pérez-Andújar
Rafael Palacios

Editores

Veronica R. Prado
Javier Cuervo
Laura Marcela Hinstroza Olascuaga
Sergio Andrés Arguello

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Junio 2025

Catalogación en la fuente proporcionada por la

Biblioteca Felipe Herrera del

Banco Interamericano de Desarrollo

Plan nacional de electrificación de última milla en Paraguay / Andrés González García, Kristin Dietrich, Pedro Ciller Cutillas, Clara Pérez-Andujar, Rafael Palacios; editores, Veronica R. Prado, Javier Cuervo, Laura Marcela Hinestroza Olascuaga, Sergio Andres Arguello.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 3083)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Rural electrification-Paraguay. 2. Infrastructure (Economics)-Paraguay. 3. Electric power distribution-Paraguay. 4. Solar energy-Paraguay. I. González García, Andrés. II. Dietrich, Kristin. III. Ciller Cutillas, Pedro. IV. Pérez-Andujar, Clara. V. Palacios, Rafael. VI. Prado, Veronica R., editora. VII. Cuervo, Javier, editor. VIII. Hinestroza Olascuaga, Laura Marcela, editora. IX. Arguello, Sergio Andrés, editor. X. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. XI. Serie.

IDB-TN-3083

Códigos JEL: Q42; O13

Palabras Claves: electrificación de última milla, energías renovables, desarrollo sostenible.

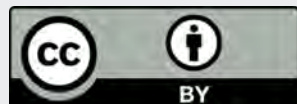
<http://www.iadb.org>

Copyright © 2025 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



PLAN NACIONAL

de electrificación de
última milla en Paraguay

Acceso universal en 2028



Plan Nacional de electrificación de última milla en Paraguay

Editores

Veronica R. Prado
Javier Cuervo
Laura Marcela Hinestroza Olascuaga
Sergio Andres Arguello

Autores

Andrés González García
Kristin Dietrich
Pedro Ciller Cutillas
Clara Pérez-Andújar
Rafael Palacios

Agradecimientos

Este informe es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo que tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores. El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). Los líderes del equipo de trabajo son Veronica R. Prado (ENE) y Javier Cuervo (ENE), y los miembros del equipo son Laura Marcela Hinestroza Olascuaga y Sergio Andres Arguello. Los principales autores del informe son Andrés González García, Kristin Dietrich, Pedro Ciller Cutillas, Clara Pérez-Andújar de la Universidad de Comillas. Agradecemos por el apoyo en los estudios preliminares, la recolección de datos y sus valiosas contribuciones a: Javier Castillo, Daniel Rios Festner, Patricia Benitez, Sonia Lopez, Federico Bogado Laviosa y Arturo González. El equipo valora los comentarios y revisión de Lenin Balza y Gabriela Montes de Oca del Banco Interamericano de Desarrollo. Adicionalmente, los editores y autores agradecen a Adela Martinez por el diseño de la publicación. El equipo agradece el apoyo financiero de los Fondos de Global Energy Alliance for People and Planet (GEAPP) a través de la Cooperación Técnica Regional "Plataforma Regional para aumentar la inversión en Electrificación Rural" (ATN/LE-19700-RG,ATN/OC-19699-RG- RG-T4133).

Este informe es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo que tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores. El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). Los líderes del equipo de trabajo son Veronica R. Prado (ENE) y Javier Cuervo (ENE), y los miembros del equipo son Laura Marcela Hinestroza Olascuaga y Sergio Andres Arguello. Los principales autores del informe son Andrés González García, Kristin Dietrich, Pedro Ciller Cutillas, Clara Pérez-Andújar de la Universidad de Comillas.

El equipo de trabajo desea expresar su más sincero agradecimiento a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) y al Viceministerio de Minas y Energía (VMME) por su valioso apoyo y colaboración. En particular, queremos reconocer a las siguientes personas por su constante participación en todas las presentaciones de retroalimentación y por sus comentarios técnicos que fueron fundamentales para la confección de este plan: de la ANDE, Tito Ocariz, Francisco Escudero, Jose Vallejos, Martin Escurra, Victor Paravicini y Gabriel Baum; y del VMME, Gustavo Casal y Roberto Fariña. Agradecemos profundamente las informaciones proporcionadas y su constante participación, las cuales han sido esenciales para el desarrollo de este informe. Su apoyo y colaboración han sido invaluable para garantizar la calidad y relevancia de este trabajo, y estamos muy agradecidos por su compromiso y dedicación.

Agradecemos por el apoyo en los estudios preliminares, los datos georreferenciados, la recolección de datos y sus valiosas contribuciones a: Javier Castillo, Daniel Rios Festner, Patricia Benitez, Sonia Lopez, Federico Bogado Laviosa y Arturo González. El equipo valora los comentarios y revisión de Lenin Balza y Gabriela Montes de Oca del Banco Interamericano de Desarrollo. Adicionalmente, los editores y autores agradecen a Adela Martinez por el diseño de la publicación. El equipo agradece el apoyo financiero de los Fondos de Global Energy Alliance for People and Planet (GEAPP) a través de la Cooperación Técnica Regional "Plataforma Regional para aumentar la inversión en Electrificación Rural" (ATN/LE-19700-RG,ATN/OC-19699-RG- RG-T4133).

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2025 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

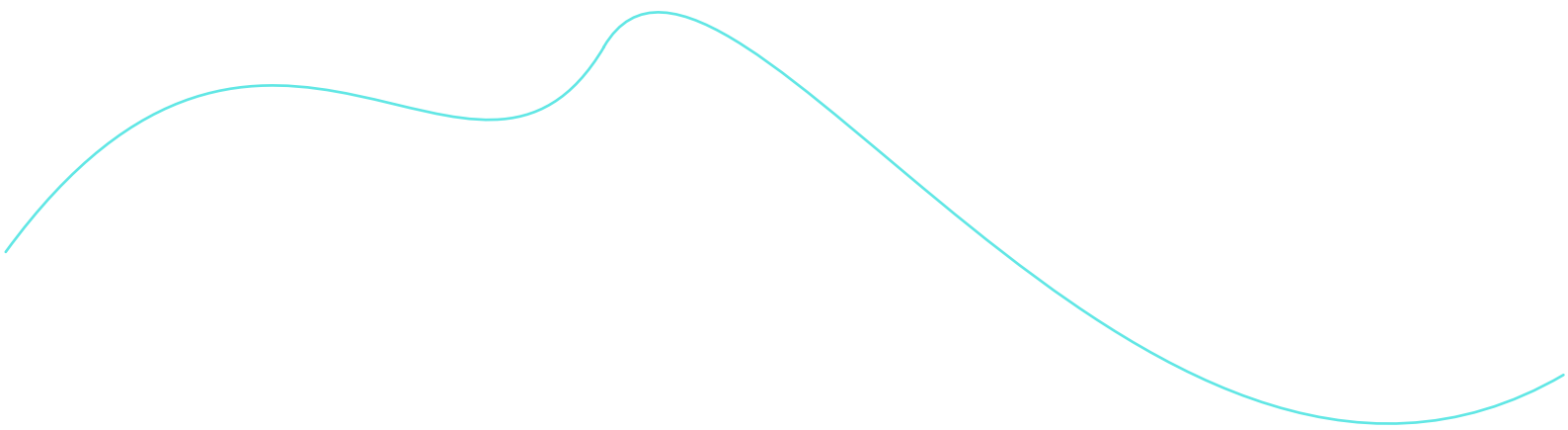
Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



PLAN NACIONAL

de Electrificación de
última milla en Paraguay

Acceso Universal en 2028





Prólogo del Presidente de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE)

El acceso universal a la electricidad constituye un pilar fundamental para el desarrollo económico y social sostenible de cualquier país. En Paraguay, que se caracteriza por sus abundantes recursos hidroeléctricos y un creciente potencial en energías renovables, el desafío de electrificar las áreas rurales más apartadas — conocidas como “la última milla”— no solo representa un compromiso del gobierno, sino también un avance significativo hacia la equidad energética y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

El Plan Nacional de Electrificación de Última Milla—Acceso Universal 2028, resultado de la colaboración entre la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE) y desarrollado por el Universal Energy Access Laboratory del Massachusetts Institute of Technology (MIT) y del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (IIT-Comillas), establece un marco estratégico y técnico que asegura que cada hogar paraguayo tenga acceso a un suministro eléctrico de calidad. La incorporación de tecnologías como la expansión de redes, mini-redes híbridas y sistemas fotovoltaicos individuales se adapta a las particularidades geográficas y socioeconómicas del país, optimizando así las soluciones que ofrecen el menor costo y la mayor eficiencia, a través de la implementación de tecnologías innovadoras, la mejora de la infraestructura existente y la colaboración entre el sector público y privado, el plan busca eliminar las desigualdades en el acceso a la energía, contribuyendo a una Paraguay más justo, equitativo y preparado para los retos del futuro.

El presente documento aborda las líneas estratégicas, los avances esperados y los desafíos que implica este proceso. Además, resalta el papel crucial de la electrificación en la mejora de sectores clave como la salud, la educación, la productividad agrícola y el acceso a servicios básicos. Al mismo tiempo, se consideran las implicaciones medioambientales y las oportunidades para la inclusión de las energías renovables en el proceso.

Este documento no solo ofrece una hoja de ruta clara y detallada para la ejecución de los proyectos, sino que también aborda los desafíos regulatorios, financieros y operativos que deben ser enfrentados con visión y liderazgo. A través del uso de herramientas innovadoras, como el Modelo de Electrificación de Referencia (REM), se han identificado soluciones viables y adecuadas a las necesidades de las comunidades más remotas.

El Plan manifiesta la voluntad de Paraguay por adelantarse a los plazos globales y alcanzar el acceso universal en 2028, dos años antes de lo estipulado por el ODS7. Esta meta trasciende el simple numerador: simboliza oportunidades para la educación, la salud, la productividad y el bienestar de miles de familias que, hasta el día de hoy, han estado desconectadas de los beneficios que aporta la energía eléctrica.

Con la visión de un Paraguay más conectado, inclusivo y sostenible, este plan promete ser un catalizador del cambio, y una herramienta poderosa para consolidar un desarrollo que beneficie a todos los paraguayos, sin dejar a nadie atrás.

Esperamos que esta iniciativa cumpla la función de referencia inspiradora para otros países de la región y fuera de ella para comprobar que, con un mínimo de planificación, innovación tecnológica y cooperación institucional, se puede acortar la brecha energética y transformar realidades.

Ing. Félix Eladio Sosa Giménez

Presidente de ANDE



Prólogo del Viceministro de Minas y Energía (VMME)

La energía eléctrica, pilar esencial para el crecimiento inclusivo y sostenible, está directamente vinculada con nuestra capacidad de promover el desarrollo económico, la competitividad y el bienestar de toda la población. En el Paraguay, donde abundan los recursos hidroeléctricos y se vislumbran crecientes oportunidades para las energías renovables no convencionales, el compromiso de asegurar que cada comunidad cuente con acceso a la electricidad adquiere un sentido de urgencia y justicia social.

El *Plan Nacional de Electrificación de Última Milla—Acceso Universal 2028* se enmarca en los lineamientos de la Política Energética Nacional al 2050 y responde a los principios establecidos en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), subrayando la importancia de garantizar que ningún paraguayo quede marginado de los beneficios que aporta la energía moderna y limpia. Este esfuerzo no se limita a la expansión de infraestructura; implica, además, la modernización y diversificación de nuestra matriz eléctrica, el fomento de soluciones tecnológicas innovadoras y la integración de energías renovables no convencionales (ERNC), adaptadas a la realidad geográfica y socioeconómica de cada región.

Desde el Viceministerio de Minas y Energía, asumimos el compromiso de articular estas acciones en coordinación con otros organismos del Estado, entidades internacionales y el sector privado, convencidos de que la cooperación y la planificación son esenciales para el éxito de este plan. Con una visión centrada en la equidad y la sostenibilidad, buscamos no solo cerrar la brecha de acceso, sino también consolidar un sector energético robusto, resiliente y capaz de impulsar el progreso nacional.

Alcanzar el acceso universal antes de 2030 es una meta ambiciosa que exige la participación de todos los actores involucrados. Este objetivo trasciende la provisión de un servicio básico; representa una base para el desarrollo de oportunidades educativas, productivas y sociales que mejoran la calidad de vida de las personas y potencian el crecimiento del Paraguay.

Invito a la sociedad civil, a los gobiernos locales y a nuestros aliados internacionales a unirse a este esfuerzo colectivo, reafirmando nuestro compromiso de forjar un país más competitivo, próspero y conectado con el futuro energético sostenible que todos anhelamos.

Abg. Mauricio Bejarano

Viceministro de Minas y Energía



ÍNDICE DE CONTENIDOS

Resumen Ejecutivo	21
1 Introducción	25
1.1 Contexto del sector eléctrico nacional.....	25
1.2 Objetivos del Plan Nacional de Electrificación de última milla – Acceso Universal 2028.....	26
PARTE I: PLAN DE ELECTRIFICACIÓN GEOESPACIAL.....	29
2 Metodología.....	30
2.1 Descripción del modelo de electrificación de referencia REM.....	32
2.1.1 Alternativas entre Sistemas Solares Domésticos de Corriente Alterna y Kits Solares de Corriente Continua.....	34
2.1.2 Mini-redes con sistema de generación híbrido de paneles solares – diésel.....	35
2.1.3 Extensiones de Red.....	35
2.2 Datos de entrada de REM.....	36
2.2.1 Recogida de Datos	36
2.2.2 Descripción de los datos de entrada.....	37
2.2.3 Identificación de demanda.....	41
2.2.4 Estado de electrificación.....	42
3 Escenario de Referencia: Plan Integrado de electrificación para Paraguay.....	45
3.1 Resultados del Escenario de Referencia del Plan Maestro	47
3.2 Resultados por proyecto: mini-redes	50
3.3 Resultados por proyecto: extensiones de red	51

4	Escenarios de Sensibilidad.....	53
4.1	Definición del escenario de Referencia Inicial (sin topografía).....	53
4.2	Definición de los escenarios de sensibilidad.....	57
4.3	Resultados de los escenarios de sensibilidad.....	59
4.3.1	Sensibilidad 1: uso de diésel.....	59
4.3.2	Sensibilidad 2: variación de la demanda residencial.....	62
4.3.3	Sensibilidad 3: penetración de kits solares.....	65
4.3.4	Sensibilidad 4: kit solar de gran capacidad.....	69
4.3.5	Sensibilidad 5: fiabilidad de red.....	71
4.3.6	Sensibilidad 6: penalización por demanda no cubierta.....	73
4.3.7	Sensibilidad 7: catálogo de generación.....	76
PARTE II: IMPLEMENTACIÓN, MARCO REGULATORIO Y FINANCIACIÓN.....		78
5	Estrategia de implementación de los proyectos.....	79
5.1	El reto de lograr el acceso universal en Paraguay a 2028 con sistemas 100% renovables.....	79
5.2	Priorización de los proyectos de extensión de red y mini redes.....	80
5.3	Desglose de la estrategia de implementación y categorías de priorización de proyectos.....	83
5.3.1	implementación en la zona ya electrificada: densificación.....	85
5.3.2	implementación en la zona NO electrificada (REM).....	85
5.4	Implementación en el departamento de Alto Paraguay.....	87
5.5	Implementación en el departamento de Alto Paraná.....	89
5.6	Implementación en el departamento de Amambay.....	91
5.7	Implementación en el departamento de Asunción.....	92
5.8	Implementación en el departamento de Boquerón.....	94
5.9	Implementación en el departamento de Caaguazú.....	95
5.10	Implementación en el departamento de Caazapá.....	97
5.11	Implementación en el departamento de Canindeyú.....	98
5.12	Implementación en el departamento Central.....	100
5.13	Implementación en el departamento de Concepción.....	101
5.14	Implementación en el departamento de Cordillera.....	103
5.15	Implementación en el departamento de Guairá.....	104
5.16	Implementación en el departamento de Itapúa.....	106
5.17	Implementación en el departamento de Misiones.....	107
5.18	Implementación en el departamento de Ñeembucú.....	109
5.19	Implementación en el departamento de Paraguarí.....	110
5.20	Implementación en el departamento de Presidente Hayes.....	112
5.21	Implementación en el departamento de San Pedro.....	113

6	Consideraciones regulatorias y de modelo de negocio.....	115
6.1	Sector eléctrico en Paraguay	115
6.2	Marco institucional	118
6.3	Propuesta de Marco Integrado de Distribución (IDF): Principios básicos de la electrificación.....	120
6.4	Los modelos de negocio.....	122
6.4.1	Electrificación por extensión de redes.....	122
6.4.2	Electrificación por mini-redes.....	122
6.4.3	Electrificación por sistemas individuales	123
6.5	Experiencias internacionales y lecciones aprendidas	124
6.5.1	Lecciones aprendidas.....	125
6.5.2	Marco para la electrificación.....	126
6.6	Recomendaciones sobre el modelo de negocio.....	126
6.6.1	El modelo de concesión de distribución.....	126
6.7	Metodología de implementación, actualización, monitoreo y ejecución del plan nacional de electrificación, identificación de riesgos y medidas de mitigación para su ejecución.....	132
6.7.1	Hoja de ruta del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 ..	132
6.7.2	Principales riesgos y medidas de mitigación	133
6.7.3	Gobernanza del plan integrado de electrificación.....	136
7	Plan de inversión	139
7.1	Sostenibilidad del modelo de negocio	140
7.2	Hoja de ruta de proyectos de inversión.....	141
7.2.1	Plan de inversión para alcanzar el acceso universal.....	141
7.3	Plan financiero sostenible.....	143
7.3.1	Supuestos principales del modelo financiero	144
7.3.2	Principales Resultados del modelo financiero	146
8	Conclusiones y recomendaciones.....	149
9	Bibliografía	151
	ANEXO I. Datos de entrada de REM: Escenario de Referencia Propuesto.....	153
	Datos locales.....	153
	Consumidores.....	153
	Demanda	154
	Red de Media y Baja Tensión existente	155
	Energía primaria	155
	Topografía y áreas protegidas.....	156
	Datos de equipos	157
	Catálogo de generación.....	157
	Catálogo de red.....	159
	Preferencias de usuario.....	160

ANEXO II. Datos de entrada REM: escenarios de sensibilidad.....	162
Datos de entrada comunes a todos los escenarios	162
Sensibilidad 1: uso de diésel	163
Sensibilidad 2: variación de la demanda residencial.....	164
Sensibilidad 3: penetración de kits solares.....	165
Sensibilidad 4: kits solares de gran capacidad.....	165
Sensibilidad 5: fiabilidad de la red.....	166
Sensibilidad 6: penalización por demanda no cubierta	167
Sensibilidad 7: catálogo de generación internacional.....	167
ANEXO III. El Modelo de electrificación de referencia REM	170
Modelado del diseño integrado técnico-económico de sistemas eléctricos con REM.....	175
Breve descripción de los criterios de decisión y modelo de datos del REM	178
Distintos tipos de datos de entrada (inputs)	181
Anexo IV. Recomendaciones y buenas prácticas en modelos de negocio con sistemas aislados.....	184
Principios generales.....	184
Electrificación con mini-redes	185
Electrificación con sistemas fotovoltaicos individuales o kits solares (SFIs).....	189

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ANDE	Administración Nacional de Electricidad
AT	Alta tensión
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BT	Baja tensión
CA	Corriente alterna
CAPEX	Capital Expenditure Annuity
CBV	Cuerpo de Bomberos Voluntario
CC	Corriente continua
CENS	Coste de la energía no suministrada
CPS	Cuota por Servicio
CRECE	Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo
ERNC	Energías Renovables no convencionales
GdP	Gobierno de Paraguay
GE	Extensión de Red (Grid Extension)
GIS o SIG	Sistemas de información geoespacial
HRSL	High Resolution Settlement Layer
IIT	Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Comillas)
INE	Instituto Nacional de Estadística
INFONA	Instituto Nacional Forestal
INTN	Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología
IPP	Productor de Energía Independiente
LCOE	Coste Nivelado de la Electricidad (Levelized Cost of Energy, en inglés)
MADES	Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible
MEC	Ministerio de Educación y Ciencia
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MG	Mini-red (Mini Grid)

MIC	Ministerio de Industria y Comercio
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MOPC	Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
MSPyBS	Ministerio de Salud Pública y Bienestar Social
MT	Media tensión
NIS	Número de Identificación de Servicio
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operación y Mantenimiento
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030
OPEX	Operational Expenditure Annuity
PAYG	Pay as you Go
PPHH	Personas por vivienda
REM	Modelo de Electrificación de Referencia (Reference Electrification Model)
RNM	Modelo de Red de Referencia (Reference Network Model)
SAIDI	Duración media de las interrupciones del sistema
SAIFI	Frecuencia media de las interrupciones del sistema
SHS	Solar Home Systems
SIG o GIS	Sistema de Información Geográfica
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SFI	Sistemas Fotovoltaicos Individuales
SPV	Special Purpose Vehicle – Vehículo de Propósito Especial
STP	Secretaría Técnica de Planificación del Desarrollo Económico y Social
TOTEX	Total Expenditure Annuity
USD	Dólar estadounidense
VMME	Viceministerio de Minas y Energía

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa Geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla de Paraguay – Acceso Universal 2028	27
Figura 2. Metodología de Planificación Integrada con REM.....	30
Figura 3. Entradas y Salidas del proceso de Planificación Geoespacial de Mínimo Coste con REM	32
Figura 4: Estructura de REM	33
Figura 5: Resumen de datos de entrada REM.....	38
Figura 6: Mapa de Paraguay mostrando la identificación de consumidores adicionales mediante el HRSL.....	41
Figura 7: Metodología de clasificación de consumidores en electrificados y no electrificados.	43
Figura 8: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla de Paraguay, de mínimo costo. (Escenario de Referencia Propuesto para el Plan Maestro).	47
Figura 9: (a) Proporción de consumidores por modo de electrificación, (b) Proporción de coste de inversión por modo de electrificación (Escenario de Referencia del Plan Maestro).....	48
Figura 10: Coste de inversión por modo de electrificación para el Escenario de Referencia del Plan Maestro.....	48
Figura 11: Desglose de costos anuales por consumidor para el Escenario de Referencia del Plan Maestro.....	50
Figura 12: Coste de inversión por consumidor y por unidad para mini-redes.....	51
Figura 13: Coste de Servicio por consumidor y por unidad para extensiones de red.	51
Figura 14: Clasificación de las extensiones de red por tamaño y número de consumidores en cada tramo.	52
Figura 15: Mapa geoespacial del Escenario de Referencia Inicial.	54
Figura 16: (a) Proporción de consumidores por modo de electrificación, (b) Proporción de coste de inversión por modo de electrificación.	55
Figura 17: Coste de inversión por modo de electrificación para el Escenario de Referencia Inicial.....	55
Figura 18: Fiabilidad horaria promedio para una mini-red de 25 consumidores residenciales.	76
Figura 19. Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 de mínimo costo para el Escenario de Referencia Propuesto	80
Figura 20. Comparación del TOTEX (CAPEX+OPEX+CENS) de cada proyecto de extensión de red (GE - azul) y mini red (MG -verde) para cada comunidad, y ratio TOTEX-GE/TOTEX-MG (línea de color negro decreciente)	81
Figura 21: (a) Proporción de consumidores del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 por modo de electrificación priorizado para las zonas electrificada (densificación) y no electrificada por extensión de red, mini-red y sistemas aislados individuales, (b) Proporción de coste de inversión por modo de electrificación.	83

Figura 22: Coste de inversión por modo de electrificación priorizado para las zonas electrificada y no electrificada.....	84
Figura 23: Coste de servicio por modo de electrificación priorizado para las zonas electrificada y no electrificada.....	85
Figura 24: Costos anuales por usuario y costos de servicio para los proyectos de extensiones de red.	86
Figura 25: Costos anuales por usuario y costos de servicio para los seis proyectos de mini-redes.....	86
Figura 26: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Alto Paraguay.	87
Figura 27: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento Alto Paraguay.....	88
Figura 28: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento Alto Paraguay.....	88
Figura 29: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Alto Paraná.	89
Figura 30: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Alto Paraná.	89
Figura 31: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Alto Paraná.	90
Figura 32: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Amambay.	91
Figura 33: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Amambay.....	91
Figura 34: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Amambay.....	92
Figura 35: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Asunción.....	92
Figura 36: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento Asunción.	93
Figura 37: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento Asunción.	93
Figura 38: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Boquerón.....	94
Figura 39: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Boquerón.....	94
Figura 40: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Boquerón.....	95
Figura 41: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Caaguazú.....	95
Figura 42: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Caaguazú.	96
Figura 43: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Caaguazú.	96
Figura 44: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Caazapá.....	97
Figura 45: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Caazapá.....	97

Figura 46: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Caazapá.....	98
Figura 47: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Canindeyú.....	98
Figura 48: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Canindeyú.....	99
Figura 49: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Canindeyú.....	99
Figura 50: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Central.....	100
Figura 51: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento Central.....	100
Figura 52: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento Central.....	101
Figura 53: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Concepción.....	101
Figura 54: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Concepción.....	102
Figura 55: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Concepción.....	102
Figura 56: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Cordillera.....	103
Figura 57: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Cordillera.....	103
Figura 58: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Cordillera.....	104
Figura 59: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Guairá.....	104
Figura 60: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Guairá.....	105
Figura 61: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Guairá.....	105
Figura 62: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Itapúa.....	106
Figura 63: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Itapúa.....	106
Figura 64: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Itapúa.....	107
Figura 65: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Misiones.....	107
Figura 66: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Misiones.....	108
Figura 67: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Misiones.....	108
Figura 68: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Ñeembucú.....	109
Figura 69: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Ñeembucú.....	109

Figura 70: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Ñeembucú.....	110
Figura 71: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Paraguairí.....	110
Figura 72: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Paraguairí.....	111
Figura 73: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Paraguairí.....	111
Figura 74: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Presidente Hayes.....	112
Figura 75: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Presidente Hayes.....	112
Figura 76: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Presidente Hayes.....	113
Figura 77: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento San Pedro.....	113
Figura 78: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de San Pedro.....	114
Figura 79: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de San Pedro.....	114
Figura 80. Red de distribución existente.....	116
Figura 81. Evolución de tarifas residencial, industrial y comercial y servicios.....	117
Figura 82: Hoja de ruta del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 Fuente: González-García, A. A comprehensive decision support framework for the provision of Universal Access to modern power services in developing countries. Tesis doctoral. Universidad P. Comillas. Madrid 2023.	132
Figura 83: Macro y microfuerzas en juego para lograr el acceso universal a una electrificación sostenible. Fuente: González-García, A.; Díaz- Pastor, S.J.; Moreno-Romero, A. Un enfoque integral de la gobernanza del acceso universal a la energía sostenible. Sostenibilidad 2023. Para más detalles, consulte: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/revista/en/2265/A_comprehensive_approach_to_the_governance_of_universal_access_to_sustainable_energy	136
Figura 84. Desglose anual de proyectos de extensión de red para el Plan Nacional de Electrificación, ordenados por eficiencia en el coste de suministro eléctrico (coste de servicio en USD/kWh), mostrando los costos anuales por cliente (CAPEX y OPEX) para las diferentes regiones.....	142
Figura 85. Desglose anual de proyectos de mini-redes para el Plan Nacional de Electrificación, ordenados por eficiencia en el coste de suministro eléctrico (coste de servicio en USD/kWh), mostrando los costos anuales por cliente (CAPEX y OPEX) para las diferentes regiones.....	142
Figura 86: Plan de inversiones de capital.....	147
Figura 87: Número acumulado de consumidores por tecnología.....	147
Figura 88: Modelo de ingresos por tarifa y subsidio para las zonas no electrificadas.....	148
Figura 89: Resumen de datos de entrada REM.....	153
Figura 90. Perfil horario de demanda.....	154
Figura 91. Mapa de la infraestructura de la red de distribución existente.....	155
Figura 92: Mapa de irradiación solar en Paraguay.....	156
Figura 93. Mapa de la topografía, áreas protegidas y humedales en Paraguay.....	156
Figura 94. Resumen de la entrada REM - Datos comunes en todos los escenarios.....	162
Figura 95. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 1.....	163

Figura 96. Resumen de las entradas REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 2.	164
Figura 97. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 3.	165
Figura 98. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 4.	165
Figura 99. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 5.	166
Figura 100. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 6.	167
Figura 101. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 7.	167
Figura 102: Estructura de REM.....	176
Figura 103: Solución que REM proporciona para la región de Cajamarca (Perú) con una fiabilidad de red de a) 80%, b) 90% y c) 100%. La cantidad de extensión de red disminuye al disminuir la fiabilidad de la red.	177
Figura 104: Ejemplo de zonificación para el distrito de Vaishali (Bihar, India).....	178
Figura 105: Ejemplo de la estructura de clusters (resultados del proceso clustering).....	179
Figura 106: Descomposición maestro-esclavo para la optimización de generación de mini-redes	180
Figura 107: Ejemplo de la solución de electrificación de mínimo coste.....	181

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Número total de consumidores residenciales (tanto electrificados como sin electrificar).....	41
Tabla 2: Número total de consumidores comunitarios y productivos (tanto electrificados como sin electrificar).....	42
Tabla 3. Consumidores electrificados y no electrificados en 2030.....	43
Tabla 4: Demanda en el Escenario de Referencia Propuesto.....	46
Tabla 5: Características del kit solar del Caso de Referencia Propuesto.....	46
Tabla 6: Resumen de resultados para el Escenario de Referencia del Plan Maestro.....	49
Tabla 7: Resumen resultados del Escenario de Referencia Inicial.....	56
Tabla 8: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 1.1.....	60
Tabla 9: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 1.2.....	61
Tabla 10: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 2.1.....	63
Tabla 11: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 2.2.....	64
Tabla 12: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 3.1.....	66
Tabla 13: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 3.2.....	68
Tabla 14: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 4.....	70
Tabla 15: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 5.1.....	71
Tabla 16: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 5.2.....	72
Tabla 17: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 6.1.....	74
Tabla 18: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 6.2.....	75
Tabla 19: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 7.....	77
Tabla 20: Resumen de resultados para el Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 por modo de electrificación para las zonas electrificada y no electrificada.....	84
Tabla 21: Supuestos principales para elaboración del modelo financiero.....	144
Tabla 22. Demandas anuales iniciales según tipo de usuario.....	154
Tabla 23. Catálogo de paneles solares.....	157
Tabla 24. Catálogo de baterías.....	157
Tabla 25. Catálogo de controladores de carga.....	158
Tabla 26. Catálogo de inversores.....	158
Tabla 27. Muestra de catálogo de generadores diésel.....	159
Tabla 28. Catálogo de red de BT.....	159
Tabla 29. Catálogo de red de MT.....	159
Tabla 30. Catálogo de transformadores.....	159
Tabla 31. Parámetros de entrada de REM relativos a las preferencias de usuario.....	160
Tabla 32. Muestra de catálogo de generadores diésel.....	163
Tabla 33. Escenario 1.1 – Uso de diésel ilimitado.....	163

Tabla 34. Escenario sensibilidad 1.2 – Uso de diésel limitado a cubrir el 5% de la demanda.....	164
Tabla 35. Demanda en los escenarios 2.1 y 2.2.	164
Tabla 36. Comparación kits solares usados en el Escenario de Referencia Inicial y la sensibilidad 4.....	166
Tabla 37. Fiabilidad de la red en los escenarios de la sensibilidad 5.	166
Tabla 38. Catálogo de paneles solares.....	168
Tabla 39. Catálogo de baterías.....	168
Tabla 40. Catálogo de controladores de carga	168
Tabla 41. Catálogo de inversores	168
Tabla 42. Muestra de catálogo de generadores diésel.....	169



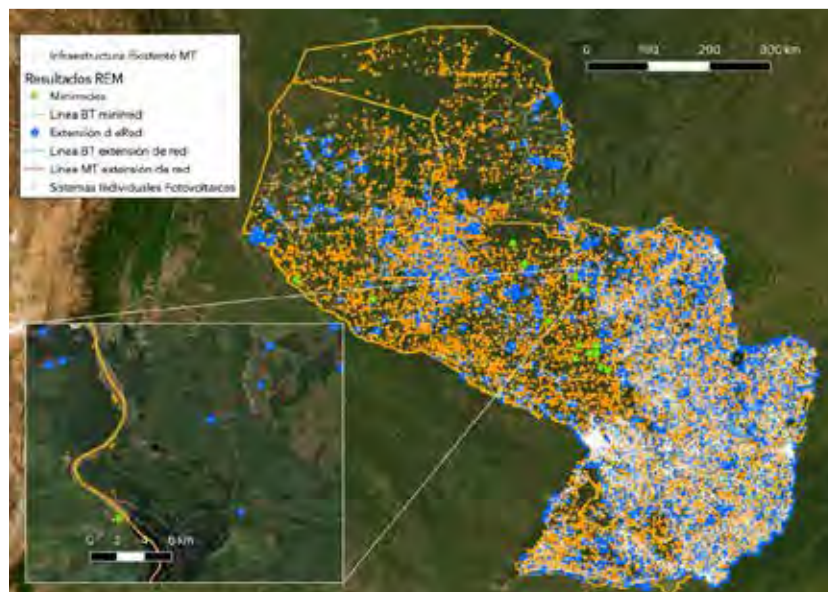


RESUMEN EJECUTIVO

Paraguay tiene una alta tasa de electrificación con casi la totalidad de la población teniendo acceso a la electricidad, sin embargo, el principal reto se encuentra en las zonas rurales aisladas, donde se presenta la necesidad de electrificar lo que se conoce como “la última milla”. Para alcanzar el acceso universal a la electricidad y alcanzar a estas poblaciones de difícil acceso, es necesario realizar una planificación que considere la geolocalización de estas poblaciones, así como de toda la infraestructura cercana de red y de recursos de generación.

Se ha desarrollado el **Plan Nacional de Electrificación de última milla en Paraguay**, integrando tecnologías de suministro por extensión de redes, mini-redes aisladas y sistemas fotovoltaicos individuales (SFI). El objetivo es proporcionar una solución de mínimo coste adaptada a la geolocalización y demanda específica de cada usuario. Este plan tiene como meta alcanzar el Acceso Universal a la Energía en 2028, superando la fecha del 2030 establecida por el ODS7.

Para el desarrollo de todo el proceso de planificación se ha utilizado el **Modelo de Electrificación de Referencia REM** (Reference Electrification Model, por sus siglas en inglés) desarrollado por el **Universal Energy Access Laboratory del Massachusetts Institute of Technology (MIT) y del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (IIT-Comillas)**. Esto ha requerido la recopilación de una gran cantidad de datos, tanto de localización de los usuarios y de la infraestructura eléctrica existente, demandas, costos, operación del sistema eléctrico e información sobre la realidad de Paraguay en el contexto de la región, así como la topografía, zonas protegidas y reservas naturales.



La información se ha obtenido de fuentes nacionales e internacionales, con la colaboración del Gobierno de Paraguay, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), el Viceministerio de Minas y Energía (VMME), el Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE), así como imágenes satelitales y de luces nocturnas, permitiendo así reflejar de manera adecuada la realidad de las necesidades de electrificación y demanda de las regiones sin acceso. La solución propuesta por este Plan y los pre-diseños para extensión de red, mini-redes y sistemas fotovoltaicos individuales son una Referencia necesaria para desarrollar estudios de campo y diseños detallados necesarios para la implementación final de los proyectos de electrificación, a partir de información real de cada localidad y población beneficiaria.

El plan desarrollado con REM muestra que el principal esfuerzo deberá dirigirse a dotar de energía eléctrica a casi setenta y nueve mil familias en **zonas rurales aisladas**, situadas **en la zona no electrificada** actualmente por la red hoy. De ellas, el 64% (casi 51 mil nuevos clientes) deberán electrificarse por medio de más de 6,100 proyectos de extensión de red lo que suponen 153 millones de USD (el 66.11% de la inversión total estimada por el plan). El coste medio de inversión por cliente para los consumidores electrificados con extensiones de red es de 3 mil USD. Otros 140 usuarios en 6 comunidades aisladas recibirán electricidad a través de mini-redes solares con baterías de litio por un coste de 5.500 USD/cliente (760 mil dólares en total), con la misma calidad y servicio que la red interconectada. Finalmente más de 28 mil usuarios recibirán un sistema fotovoltaico individual de alta calidad, un importe total de 78 millones de dólares y con un coste medio de inversión de 2.700 USD/cliente.

En las **zonas ya electrificadas**, el plan ha considerado el crecimiento demográfico en esas áreas (ya sea procedente de migración en la región o por el propio crecimiento vegetativo de la misma) que hará necesario conectar a **unas 383 mil familias** por medio de la **densificación de la red existente**. El coste estimado de **inversión es de 115 millones de dólares** (en torno a 300 USD por cliente).

El plan incluye un análisis de sensibilidad que muestra un comportamiento robusto frente a varios parámetros. ANDE ha fijado 2028 como el año objetivo para finalizar la hoja de ruta de todos estos proyectos, logrando en esa fecha el Acceso Universal a la Electricidad del 100% de la población con fuentes 100% renovables. Esto supone un liderazgo energético por parte del Gobierno de Paraguay y de ANDE, que impulsarán los mecanismos de implementación necesarios, así como un plan de financiamiento sostenible que permita la ejecución de las obras, su operación, mantenimiento, y ampliación futura, especialmente en las zonas aisladas, donde el coste de servicio es más elevado.

El plan hará necesario establecer los mecanismos regulatorios y las subvenciones adecuadas que garanticen su sustentabilidad. El tipo de mecanismo deberá adecuarse a cada momento de ejecución del plan, desde la extensión de los mecanismos ya existentes de subsidio cruzado a las zonas fuera de red, hasta la financiación directa de la inversión por parte de la distribuidora o de cualquier vehículo especial que se cree a tal efecto para acelerar el proceso de electrificación.

El análisis financiero desarrollado muestra como el impacto del plan de acceso universal en el total del volumen de negocio y operación de ANDE será muy pequeño, dado que el monto total del impulso necesario para el logro del acceso universal en 2028 supone menos del 2.5% de los ingresos actuales por tarifa de ANDE, considerado como base el año 2022. Este esfuerzo financiero necesario no se traduce en un cambio significativo del marco tarifario presente, que puede aplicarse por igual a los usuarios de redes interconectadas y a los de mini-redes o sistemas aislados.

Será necesario crear una tarifa para los usuarios de SFI, definiendo distintos tramos de servicio en función de sus necesidades específicas (e.g. iluminación domiciliaria, actividades productivas, bombeo, usos comunitarios) diseñadas considerando los principios habituales de la regulación de la distribución eléctrica de asequibilidad y de remuneración por coste de servicio, estableciendo asimismo los mecanismos de subsidio específico necesarios, de forma que se garantice la viabilidad y sostenibilidad de las inversiones para alcanzar la totalidad de las comunidades aisladas y cerrar completamente la brecha de electrificación.





1. INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto del sector eléctrico nacional

Paraguay tiene una capacidad de generación de energía de 8,833 megavatios (MW) de los cuales 8,832 son generación renovable. La energía total bruta en el sistema eléctrico nacional era de 19,745,577 MWh en 2022 consistiendo en un 4% de energía generada por las plantas Acaray y las Térmicas y un 96% de energía comprada de las empresas binacionales de Itaipú y Yacyretá¹. El consumo alcanzó en su máximo 4,270MW y el total de electricidad facturada en aquel año subió a los 19,635,952 GWh, un aumento de 5.65% con respecto al año anterior. Casi el 100% de la electricidad suministrada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) es hidroeléctrica, con un 96.04% proviniendo de las Centrales Itaipú y Yacyretá y un 3.96% en Acaray (2022).

Aunque Paraguay tiene un buen potencial para el desarrollo de las ERNC (Energías Renovables no convencionales), el uso de estas tecnologías no se ha extendido. El país tiene una irradiación solar promedio de 1,725 kWh/m²-año que permitiría su uso para generación residencial en sistemas aislados o en sistemas centralizados de parques fotovoltaicos. Cuenta con vientos estables que permitirían la generación de energía especialmente en la región del noroeste del Chaco y también tiene una industria ganadera con buenas perspectivas para proyectos de biogás. Estas tecnologías se presentan como una opción para electrificar a las poblaciones que aún no tienen electricidad y reemplazar algunos sistemas aislados de generación diésel muy pequeños que se encuentran actualmente en operación. Estas tecnologías también contribuirían con los compromisos asumidos por Paraguay, en el marco de los Acuerdos de París, de reducir el consumo de combustibles fósiles en un 20% y desarrollar una matriz energética sostenible que incluya las ERNC.

1 Ver ANDE: Memoria Anual 2022.

Para dar solución a los problemas de suministro urbano en Paraguay, lo más probable es que la opción más factible sea el refuerzo de las redes, la penetración de generación renovable distribuida (DERs), y la densificación de las redes existentes, entendiéndose como tal al proceso de regularización de empalmes “no oficiales” y a la conexión a las redes existentes de las viviendas que se encuentran junto a ellas o en sus cercanías.

Situación muy distinta se presenta a la hora de atender el déficit rural. Por lo general, cuando un país alcanza los altos niveles de cobertura eléctrica rural, como es el caso de Paraguay, la población carente de este servicio o bien se encuentra localizada en pequeñas comunidades muy distantes de los sistemas interconectados de distribución o se encuentra, además de lejos, sumamente dispersa, por lo que se hace difícil incluso la provisión del servicio mediante mini-redes con generación centralizada, debiéndose buscar la solución mediante sistemas individuales, como lo son los sistemas solares fotovoltaicos, conocidos como SHS (Solar Home Systems) por sus siglas en Inglés.

1.2 Objetivos del Plan Nacional de Electrificación de última milla en Paraguay – Acceso Universal 2028

Paraguay tiene una alta tasa de electrificación: casi la totalidad de la población tiene acceso a la electricidad, salvo en las zonas rurales aisladas donde se presenta el principal reto, la electrificación de lo que se conoce como “la última milla”. Para alcanzar el acceso universal a la electricidad y alcanzar a estas poblaciones de difícil acceso, es necesario realizar una planificación que considere la geolocalización de estas poblaciones, así como de toda la infraestructura cercana de red y de recursos de generación.

Se ha desarrollado el Plan Nacional de Electrificación de última milla en Paraguay, integrando tecnologías de suministro por extensión de redes, mini-redes aisladas y sistemas fotovoltaicos individuales. El objetivo es proporcionar una solución de mínimo coste adaptada a la geolocalización y demanda específica de cada usuario. Este plan tiene como meta alcanzar el Acceso Universal a la Energía en 2028, superando la fecha del 2030 establecida por el ODS7.

El plan desarrolla las siguientes actividades clave:

- 1. Recopilación de datos de entrada, inferencia y preprocesado SIG:** Recopilación de información primaria de electrificación en Paraguay, análisis de imágenes por satélite y otra información georreferenciada, proyectos de electrificación en marcha.
- 2. Análisis de sensibilidad de escenarios y caracterización del Escenario Base de Referencia:** Desarrollo del Plan Nacional de Electrificación integrando extensión de redes, mini redes y SFI.
- 3. Transferencia de tecnología, difusión y capacitación:** Puesta en marcha y capacitación.

El presente documento sigue la siguiente estructura:

1. La elaboración de un **Plan de electrificación geoespacial** (secciones 2-3) tanto para los usuarios en la zona interconectada por extensión de red como para los usuarios suministrados con mini-redes aisladas o con sistemas fotovoltaicos individuales.
2. El desarrollo de una **Estrategia de implementación** (sección 5).
3. El análisis de las **Consideraciones regulatorias** (sección 6).
4. El **Plan de inversión y financiamiento** (sección 7).

La metodología se centra en la localización y características de la población sin suministro eléctrico, y en la caracterización de los costos de suministro con extensión de la red de distribución rural (en media y baja tensión) y del catálogo de componentes para el suministro con sistemas aislados (generación solar-híbrida y mini-redes).

Para el desarrollo de todo el proceso de planificación se ha utilizado el **Modelo de Electrificación de Referencia REM** (Reference Electrification Model, por sus siglas en inglés). Mediante el modelo REM, se determina para cada cliente cuál es el suministro eléctrico de menor coste para el escenario inicial de referencia, identificando aquellos que se electrificarán con mini-redes o sistemas individuales, o extendiendo la red existente en media y baja tensión y también por densificación (conectando en BT los nuevos clientes que se sitúen de aquí a 2030 muy cerca de la red de MT ya existente o de consumidores NIS ya electrificados).

El objetivo final del Plan es proporcionar una base a los actores de electrificación en Paraguay para estimar las necesidades de nueva electrificación en toda la región, seleccionar las tecnologías adecuadas para dar servicio de mínimo coste a cada comunidad y usuario electrificado, estimar el esfuerzo financiero que supone alcanzar el acceso universal a la electricidad, y finalmente identificar el porfolio de proyectos de mini-redes, sistemas individuales y extensiones de la red que deberán ponerse en marcha a lo largo de la década para lograr este objetivo.

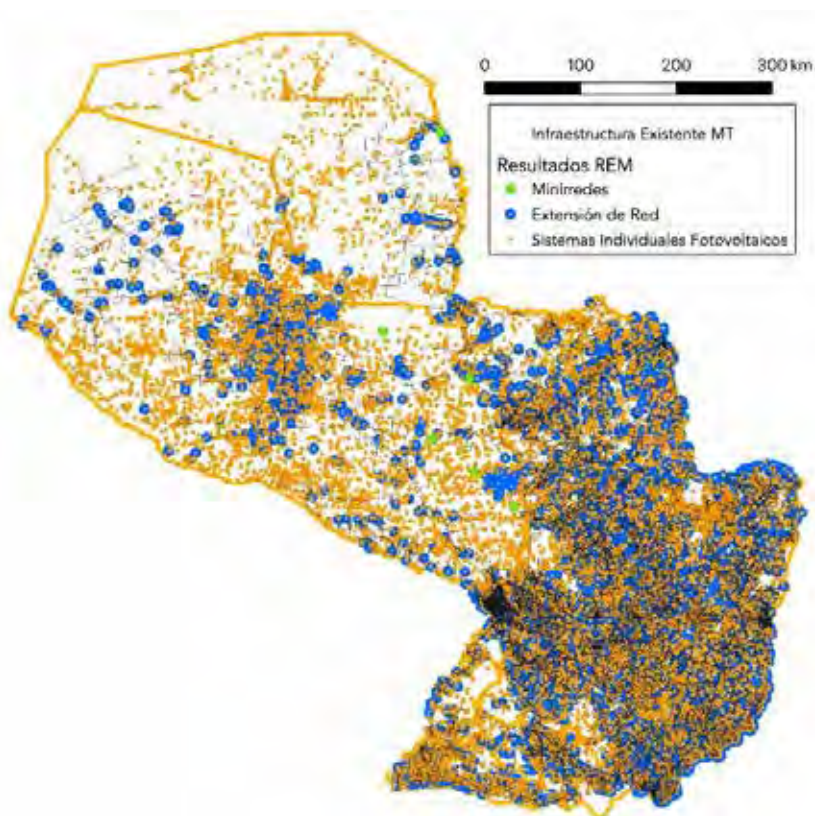


Figura 1. Mapa Geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla de Paraguay – Acceso Universal 2028

Este primer impulso de electrificación llevará a suministrar al 100% de la población con una solución adecuada en 2030, cumpliendo así con el compromiso del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de las Naciones Unidas. El **Gobierno de Paraguay y ANDE** han manifestado el deseo de adelantar la fecha de implementación, **siendo 2028 el año objetivo para finalizar la implementación del plan de electrificación geoespacial**. Sin embargo, se considerará un crecimiento de la demanda y de la población hasta 2030 para que los diseños implementados hasta el año 2028 sean capaces de acomodar el crecimiento de la demanda vertical y horizontal esperado para el año 2030 conforme al ODS7.

Para las **zonas no electrificadas** de Paraguay, el plan desarrollado con el Modelo REM muestra que el principal esfuerzo deberá ir encaminado a dotar de energía eléctrica a casi 79 mil nuevas familias.

De ellas, la mayor parte se electrificarán **por medio de extensiones de red el 64.21% de la población fuera de red (50,557 clientes) suponiendo el 66.11% de la inversión (153 millones de USD)**. El coste medio de inversión por cliente para los consumidores electrificados con extensiones de red es de 3,025 USD.

Las soluciones fuera de red de mínimo coste (significativamente por debajo de lo que costaría extender la red hasta estas zonas), supondrán la **electrificación con soluciones fotovoltaicas individuales (SFI) de 28,043 consumidores (35.61% de la población fuera de red), con una inversión de 78 millones de dólares**. La inversión media por cliente está en 2,769 USD.

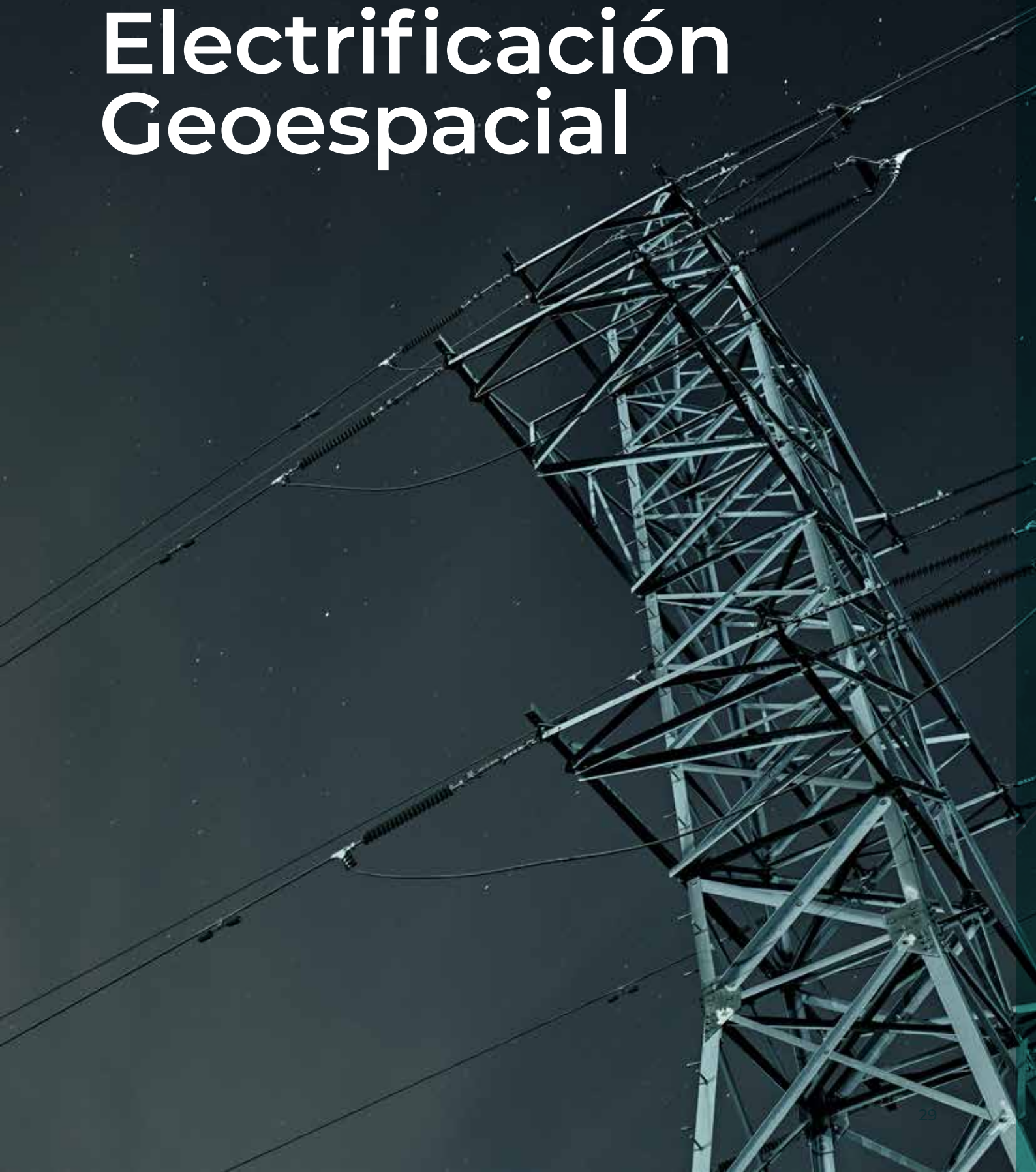
Finalmente, REM propone la electrificación con **mini-redes de 6 comunidades aisladas, con un total de 140 usuarios por un importe total de 760 mil dólares** y una inversión media por cliente de 5,455 USD.

Adicionalmente en las **zonas ya electrificadas**, el proyecto ha tomado en cuenta también la **densificación de la red existente**, para la nueva población (ya sea procedente de migración en la región o por el propio crecimiento vegetativo de la misma) que se asentará de aquí a 2030 en las zonas con infraestructura eléctrica pre-existente. El incremento en la cifra total bajo la red se calcula en unos **383 mil clientes**, y para ellos el coste estimado de **inversión es de 115 millones de dólares** (en torno a 300 USD por cliente).

Todo ello se desarrolla en detalle en el Plan Nacional de Electrificación de última milla de Paraguay para el Escenario de Referencia Propuesto. Adicionalmente, se realiza un análisis de sensibilidad que incluye varios escenarios y sensibilidades que respecto a parámetros como uso de diésel, demanda residencial, penetración de kits solares, capacidad de kits solares, fiabilidad de la red, penalización por demanda no cubierta, y catálogo de generación. El análisis de sensibilidad muestra que el Escenario de Referencia Propuesto, presenta un comportamiento robusto frente a los parámetros estudiados en el análisis de sensibilidad.

PARTE 1:

Plan de Electrificación Geoespacial





2. METODOLOGÍA

La metodología de planificación que se ha usado en el proyecto, así como en diferentes países de América y el Caribe (Ecuador, El Salvador, Colombia, Bolivia, Perú, Haití o Paraguay) y en el resto del mundo (Pakistán, India, Indonesia, Gambia, Uganda, Mozambique o Ruanda entre otros), está basada en un software detallado de optimización, el **Modelo de Electrificación de Referencia** o **Reference Electrification Model, REM** (por sus siglas en inglés). Este modelo permite el desarrollo de un proceso comprehensivo de la electrificación, que incluye la utilización del modelo de computación y la elaboración de dictámenes y análisis por parte de los expertos y los responsables de la toma de decisiones, de forma conjunta para la extensión de red y los sistemas fuera de red, de forma que se pueda lograr la electrificación universal al menor costo posible, en el marco y coordinado con otros objetivos de política energética o de reducción de emisiones.



Figura 2. Metodología de Planificación Integrada con REM

La metodología de Planificación Geoespacial Integrada (dentro y fuera de la red) con el modelo REM, como se muestra en la Figura 2, se basa en:

- Captura exhaustiva de datos geoespaciales y tecno-económicos y su preprocesado: datos de consumidores, infraestructura de red existente, límites administrativos, mapa de alturas, cuerpos de agua, catálogo tecno-económico de componentes, etc.
- Definición de los criterios de planificación, objetivos de demanda y calidad de servicio, restricciones y preferencias tecnológicas, regulatorias y de política energética.
- Modelado eléctrico con REM² de los distintos escenarios de análisis, seleccionando el escenario de referencia para la planificación, y analizando las sensibilidades respecto de las variaciones en los distintos supuestos y datos de entrada.
- Los resultados obtenidos presentan un nivel muy alto de resolución espacial: nivel de consumidor individual. REM calcula la solución de electrificación de cada consumidor conforme a su demanda particular, que se satisface con la solución de mínimo coste, ya sea con un sistema individual, una mini-red o una extensión de red, teniendo en cuenta la localización y necesidades individuales de cada consumidor.
- Los resultados se muestran agregados por cada escenario de planificación y vienen desglosados también por cada sistema: cada sistema individual, mini-red o extensión de red tiene asociado un diseño detallado y su desglose de costos correspondiente.
- Análisis cuantitativo, cualitativo y en relación a los distintos niveles de decisión de los distintos escenarios (de referencia y sensibilidades).

2 El modelado eléctrico incluye el diseño preliminar de cada sistema que se propone en la solución final de electrificación, incluyendo un diseño optimizado de la generación y redes de MT y BT para las mini-redes, un diseño optimizado de generación para sistemas individuales, y diseños de red de MT y BT para las extensiones de red.

Los diseños detallados de red se calculan empleando el Modelo de Red de Referencia (RNM). El RNM empleado es un modelo de distribución que trabaja en corriente alterna con redes trifásicas equilibradas, y tiene en cuenta las pérdidas de distribución.

Tanto el modelado eléctrico de REM como RNM se describen en más detalle en la sección Modelado del diseño integrado técnico-económico de sistemas eléctricos con REM. del ANEXO III. El Modelo de electrificación de referencia REM de este documento. Una descripción más extensa del modelo RNM está disponible en la siguiente publicación: **A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation.** (C. Mateo, T. Gómez, A. Sánchez, J. Peco, A. Candela.), *IEEE Transactions on Power Systems*, (2011).

REM determina el mejor modo de electrificación para cada consumidor y calcula los diseños eléctricos correspondientes operando a un nivel muy alto de granularidad minimizando una función de coste que considera los costos de inversión y operación más una penalización por no satisfacer parte la demanda. Los diseños eléctricos que REM calcula incluyen diseños de las mini-redes (generación y red de BT y, en su caso, MT) y los sistemas individuales (generación), que el modelo propone en la solución final de electrificación, y de las extensiones de red (MT y BT habitualmente, pero también AT en caso de ser necesaria) incluidas en la solución final de electrificación. Los diseños que REM proporciona descienden al nivel del consumidor final (incluyendo el cálculo de los flujos de carga de las redes correspondientes, minimizando su coste y garantizando el nivel de tensión regulado tanto en MT como en BT) considerando tanto la demanda individual como la localización del usuario.

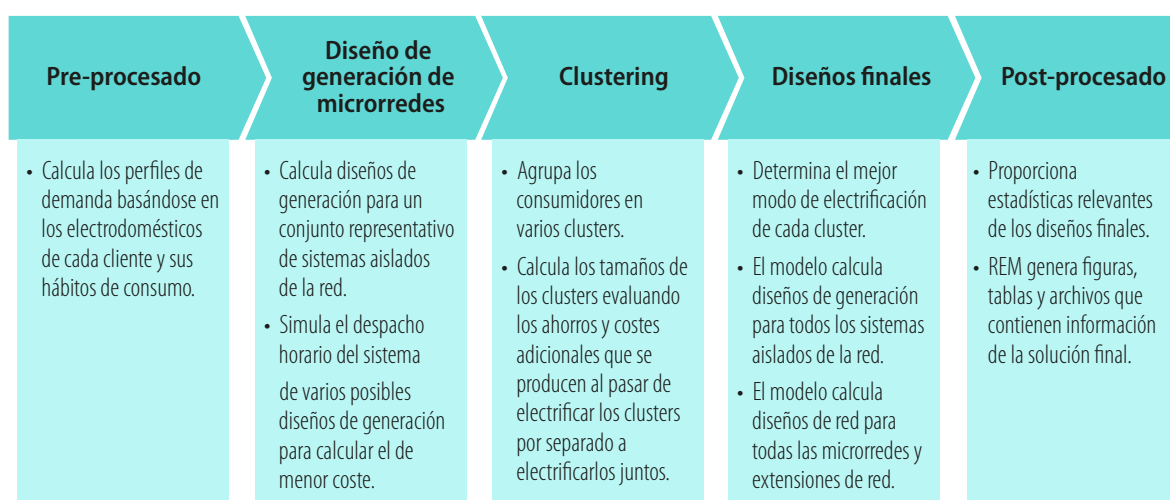


Figura 4: Estructura de REM

Como muestra la Figura 4, REM es la parte central de un enfoque integral que incluye un conjunto de modelos y metodologías informáticas que sirven de apoyo en la toma de decisiones hacia el logro del acceso universal a la energía. REM está diseñado con un enfoque modular que presenta una serie de funciones, que se pueden utilizar para trabajar sobre una variedad de casos distintos. Para más información sobre REM y la metodología de modelado, consultar el ANEXO III. *El Modelo de electrificación de referencia REM.*

REM crea un plan de electrificación de menor costo que brindará servicio eléctrico a todos los hogares y consumidores en toda el área de análisis. Históricamente, la electrificación se ha centrado en la expansión de la red eléctrica existente, sin embargo, el bajo costo de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de baterías ha popularizado nuevas tecnologías como mini-redes, sistemas solares individuales y kits solares.

REM considera tres opciones tecnológicas para la electrificación: sistemas fotovoltaicos individuales (con la posibilidad de proporcionar sistemas individuales en corriente alterna para clientes de mayores demandas, o kits solares en corriente continua para domicilios más aislados y de menor capacidad adquisitiva), mini-redes y ampliación de la red eléctrica existente. Cada opción tecnológica proporciona

beneficios específicos⁴, pero va acompañada de compensaciones en el costo, el impacto ambiental y la calidad del servicio. El modelo REM evalúa cada opción de tecnología con cálculos de costos detallados antes de asignar una tecnología (sistema solar doméstico, mini-red, extensión de la red) a un consumidor final. La fiabilidad y calidad del servicio se incorporan en el proceso de decisión al asignar una penalización de costo al servicio de energía con menor fiabilidad.

2.1.1 Alternativas entre Sistemas Solares Domésticos de Corriente Alterna y Kits Solares de Corriente Continua

El modelo REM tiene la capacidad de modelar electrificación aislada con kits solares de corriente continua (CC) o con Sistemas Fotovoltaicos Individuales (SFI) de corriente alterna (CA). Estos sistemas están diseñados a medida para la demanda de cada diferente tipo de cliente, domésticos, comunitarios o productivos.

Los **Sistemas Fotovoltaicos Individuales SFI** modelados por REM brindan un nivel de servicio eléctrico equivalente a la red nacional y están diseñados a medida teniendo en cuenta el perfil solar del país, y el catálogo de generación especificado en el modelo REM: paneles fotovoltaicos, baterías, controlador de carga, etc. Estos se dimensionan para satisfacer la carga de electricidad requerida por el usuario. Estos sistemas son útiles para demandas que van más allá del suministro que pueden proporcionar los kits solares, residenciales o de otro tipo, en áreas escasamente pobladas donde el costo de las redes de baja tensión supera el costo de los sistemas aislados.

El diseño de estos Sistemas Fotovoltaicos Individuales (SFI) atiende a un compromiso entre el costo de suministro y la fiabilidad de los sistemas aislados. La fiabilidad se modela en base a sus implicaciones económicas, como el coste de la energía no suministrada (CENS), que se trata como cualquier otro costo en el proceso de optimización. El valor considerado para el CENS se detalla junto con los datos de entrada posteriormente en este informe.

Es importante puntualizar que los Sistemas Fotovoltaicos Individuales (SFI) diseñados a medida no deben confundirse con los kits solares. Los Sistemas Fotovoltaicos Individuales (SFI) implementados por REM son capaces de alimentar grandes electrodomésticos, incluso cargas en el rango de kW de potencia, que son muy superiores en tamaño, necesarias en muchos casos para los usos comunitarios y productivos.

Los **kits solares de CC**, son soluciones en corriente continua estándar, planteados como una alternativa a los Sistemas Fotovoltaicos Individuales (SFI) de diseño personalizado. Los kits solares son más asequibles, más livianos y portátiles, y pueden funcionar tanto para un servicio de iluminación básico y carga de teléfonos celulares como para televisores eficientes o ventiladores pequeños e incluso electrodomésticos de tamaño mediano como herramientas eléctricas, refrigeradores pequeños para vacunas o kits de bombeo solar que operen en CC. En los últimos diez años han desplazado en la mayor

4 La electrificación en zonas rurales aisladas, zonas con dificultad de acceso y habitualmente bajos ingresos, presentan especial dificultad para ser electrificadas con las redes de distribución convencionales. El abaratamiento de las tecnologías de generación renovable distribuida, especialmente la energía solar fotovoltaica, permite, como se analiza en este documento, la electrificación de usuarios individuales y aldeas mediante una combinación de sistemas individuales y mini-redes a menor coste del que supondría extender la red hasta ellos. Un caso práctico donde se aprecian las ventajas e inconvenientes de cada solución específica, y su impacto en el proceso de planificación puede verse en el artículo: **A Rising Role for Decentralized Solar Minigrids in Integrated Rural Electrification Planning? Large-Scale, Least-Cost and Customer-Wise Design of Grid and Off-Grid Supply Systems in Uganda** (A. González-García; P. Ciller; S. Lee; R. Palacios; F. de Cuadra García; J.I. Pérez-Arriaga), *Energies Journal* 2022 (disponible en <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/143554>) donde se analiza el impacto de distintos supuestos respecto de los modos de electrificación en el resultado de planificación global.

parte de usos domiciliarios a las soluciones en corriente alterna principalmente debido a su mayor portabilidad, menor mantenimiento (al prescindir del inversor, que es el elemento con mayor tasa de fallos del equipo aislado) y a favorecer el uso de aparatos de alta eficiencia que el propio suministrador de electricidad puede proporcionar.⁵

2.1.2 Mini-redes con sistema de generación híbrido de paneles solares – diésel

REM calcula un diseño detallado para cada mini-red en el proceso de planificación. Estos diseños detallados de mini-redes incorporan la demanda de energía por hora durante todo un año y optimizan la generación y el almacenamiento durante un año completo de funcionamiento (8,760 horas). REM también optimiza el diseño de la red de distribución.

REM minimiza el costo total de producción para cada mini-red mediante el uso de energía solar fotovoltaica para la generación, con almacenamiento de baterías para la demanda de energía nocturna para garantizar un nivel establecido de fiabilidad en la red (la solución propuesta en este proyecto excluye explícitamente la generación de diésel, incluso como respaldo, ateniéndose así las directrices del gobierno). El coste específico de los equipos que integran las mini-redes diseñadas para Paraguay se detalla más adelante en este informe en el apartado de datos de entrada, junto con los parámetros de diseño y los costos de los componentes.

El catálogo de la red de distribución utilizados en REM, incluidos los transformadores, los cables de distribución y los costos de conexión del cliente, así como sus estándares técnicos, son idénticos para las mini-redes y para las extensiones de la red existente. Esto asegura que en caso de que en el futuro la red alcance alguna de las comunidades donde inicialmente se haya construido una mini-red, podrán utilizarse tanto los activos de red ya instalados en la mini-red, como la generación existente, que podrá conectarse a la red interconectada como un Productor de Energía Independiente (IPP). El catálogo de redes de distribución específico utilizado en este estudio se detalla en el *ANEXO I. Datos de entrada REM: Escenarios de referencia* y *ANEXO II. Datos de entrada REM: escenarios de sensibilidad*.

2.1.3 Extensiones de Red

La tecnología más generalizada de electrificación, especialmente cuando implica la distribución de electricidad a largas distancias, ha sido tradicionalmente la extensión de la red eléctrica de transporte (en alta tensión) y distribución (en alta, media y baja tensión)⁶. Suele ser además la solución socialmente más aceptada, así como la más eficiente para el acceso a la electricidad en zonas no muy aisladas.

5 Para más información se puede consultar el artículo **La electrificación con pequeños sistemas fotovoltaicos domiciliarios ¿un cambio de paradigma?** (Eisman, J.; Olivares, J.; Moreno, A.; Verástegui, A.; Mataix, C.). Congreso Internacional sobre Acceso Universal a los Servicios Públicos de Energía. Lima 2013 (disponible en: https://www.researchgate.net/publication/288445923_La_electrificacion_con_pequenos_sistemas_fotovoltaicos_domiciliarios_un_cambio_de_paradigma).

6 Desde la invención de la dinamo basada en los experimentos de Faraday a principios del siglo XIX, el transformador de tensión (Gaulard y Gibbs 1881) y del motor de inducción (Tesla 1888), las redes en corriente alterna han sido la solución predominante para la electrificación urbana y rural en todo el mundo (empezando por Estados Unidos y Europa), permitiendo el transporte y distribución de electricidad de forma eficiente y a largas distancias. Con la irrupción de la electrónica y de la generación distribuida (solar, eólica, hidráulica, híbrida entre otras posibilidades) a finales del siglo XX y su popularización en estas primeras décadas del siglo XXI, los costos de las soluciones distribuidas han disminuido drásticamente, haciendo competitivo en zonas rurales aisladas el uso de mini-redes y sistemas individuales, ya sea en corriente alterna como en corriente continua.

En REM, el costo de extender la red existente depende significativamente de los siguientes parámetros:

- Coste de inversión necesario para las nuevas líneas de la red de distribución (USD/km)
- Coste de operación y mantenimiento de cada tipo de línea (USD/km)
- Coste de inversión necesario para los nuevos transformadores (USD)
- Coste de operación y mantenimiento de cada transformador (USD)
- Coste de energía de red (USD/kWh)
- Fiabilidad de la red (p.u.)

REM requiere un catálogo de red detallado que incluya las características técnicas detalladas de las líneas y transformadores. Los costos de los componentes en el catálogo REM (costos de inversión, operación y mantenimiento de líneas de distribución y transformadores) se basan en los valores observados en proyectos de electrificación desarrollados por ANDE, junto con el análisis de experiencias internacionales compiladas. El proceso de recopilación de información es una de las actividades claves del Plan. Esta información se recoge en detalle en el ANEXO I. Datos de entrada de REM: Escenario de Referencia Propuesto. En concreto, la Tabla 28 muestra los principales parámetros tecno-económicos de las líneas de baja tensión consideradas. La Tabla 29 contiene la información relevante de las líneas de media tensión consideradas; y la Tabla 30 presenta los parámetros de los transformadores considerados. La Tabla 31 muestra los valores y la procedencia de distintos parámetros de configuración del modelo REM, entre los que se incluyen el coste de la energía de red y la fiabilidad de la red.

2.2 Datos de entrada de REM

Los resultados presentados en este informe se derivan del proceso de modelado técnico detallado en REM, después de consultar en diversas reuniones a las partes interesadas y realizar una exhaustiva recopilación de datos. Estos resultados consisten en un plan de referencia que se basa en los datos de entrada más plausibles para el REM.

2.2.1 Recogida de Datos

Para la ejecución del proyecto y la recopilación de datos, se realizaron varias reuniones con interesados del sector.

En cuanto a la recogida de datos, se proporcionó una gran cantidad de información SIG detallada que había sido recopilada previamente. Dicha información contenía la geolocalización de:

- Consumidores residenciales, comunitarios y productivos. La información correspondiente a dichos consumidores data del año 2012.
- Consumidores NIS (Número de Identificación de Servicio).
- Infraestructura de la red eléctrica de distribución. Dicha infraestructura incluía la localización de transformadores y líneas en varias regiones del territorio nacional.
- Información topográfica, que incluía áreas penalizadas y altitud del terreno.

El procesado y filtrado de información SIG ha sido laborioso y complejo ya que, por un lado, existía una gran cantidad de información disponible que ha sido necesario analizar y contrastar y, por otro lado, una parte de dicha información se encontraba en formatos con los que no se puede trabajar directamente con herramientas SIG, por lo que ha sido necesario realizar un esfuerzo para entender dichos formatos, procesar y exportar la información a otros formatos más amigables en los que trabajar.

Durante el transcurso del plan, se ha proporcionado la siguiente información:

- Actualización de consumidores NIS.
- Actualización de la infraestructura de la red eléctrica de distribución.
- Datos tecno-económicos del catálogo de red (líneas y transformadores).
- Datos tecno-económicos del catálogo de generación (paneles solares, baterías, e inversores).
- Estimaciones de la demanda eléctrica.
- Estimaciones del crecimiento de la población y del número de habitantes por vivienda.

Además, se ha complementado la información de los consumidores, que data del 2012, empleando imágenes satelitales y mediante el High Resolution Settlement Layer (HRSL)⁷ de la Universidad de Columbia, la cual proporciona un Mapa de Densidad de Población con una resolución de aproximadamente 30x30 metros.

2.2.2 Descripción de los datos de entrada

Como se ha mencionado previamente, el modelo REM requiere gran cantidad de información para evaluar la solución de mínimo coste de electrificación. Concretamente, los resultados proporcionados por REM se basan en una combinación de **datos locales distribuidos geoespacialmente**, como la ubicación de los clientes y sus características individuales (curva de demanda horaria), los recursos energéticos, el trazado SIG de la red existente, las características topográficas, los límites concesionales o administrativos; **los datos de equipamiento** relacionados con la red y el catálogo de componentes de generación; y las **preferencias del usuario**, incluidos los supuestos calculados y la toma de decisiones estratégicas.

7 La Capa "High Resolution Settlement Layer" (HRSL) proporciona estimaciones de la distribución de la población humana con una resolución de 1 segundo de arco (aproximadamente 30 m). Las estimaciones de población se basan en datos censales recientes e imágenes de satélite de alta resolución (0.5 m) de DigitalGlobe. Las cuadrículas de población proporcionan una delineación detallada de los asentamientos tanto en zonas urbanas como rurales, lo que resulta útil para muchas áreas de investigación, desde la respuesta ante catástrofes y la planificación humanitaria hasta el desarrollo de infraestructuras de comunicaciones. Los datos sobre la extensión de los asentamientos fueron desarrollados por el Connectivity Lab de Facebook utilizando técnicas de visión por ordenador para clasificar bloques de datos de satélites ópticos como asentados (con edificios) o no. CIESIN utilizó la asignación proporcional para distribuir los datos de población de los censos subnacionales entre las extensiones de los asentamientos, más detalle se encuentra en <https://ciesin.columbia.edu/data/hrsl/>. En la actualidad, esta información está disponible y es actualizada periódicamente para casi todos los países del mundo a través de Meta Data For Good (<https://dataforgood.facebook.com/dfg/tools/high-resolution-population-density-maps>)

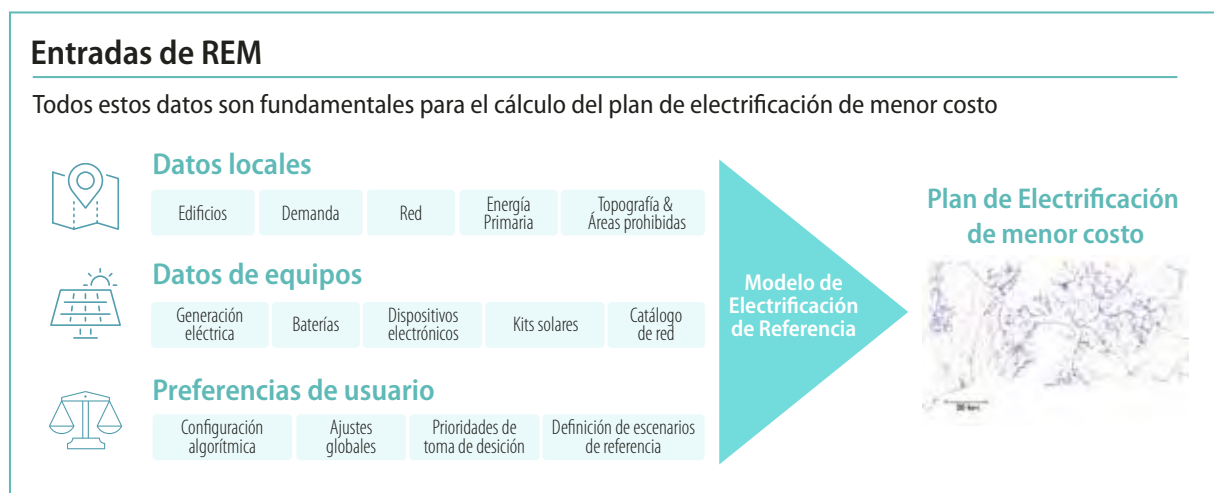


Figura 5: Resumen de datos de entrada REM

1. **Datos locales geospaciales.** Entradas que se consideran datos fijos (aunque pueden representar planes o estados futuros del sistema y estar sujetos a análisis de sensibilidad)
 - a. Ubicación de los consumidores (y, por tanto, también la densidad de población). Es necesario conocer la latitud y longitud de todos los clientes de la zona de estudio, así como las diferentes necesidades energéticas de cada tipo de consumidor, si se utilizan distintos tipos de perfiles de demanda.
 - b. Perfiles de demanda (crítica y no crítica, tasa de crecimiento de la demanda). Tras la clasificación de los clientes, es necesario caracterizar la demanda de cada uno de ellos. Para diseñar soluciones de electrificación para consumidores no electrificados, es necesario estimar cuánta electricidad podría consumir cada edificio si tuviera acceso a la electricidad. Dado que el modelo intentará satisfacer la demanda especificada al menor coste tecno-económico, es probable que un mayor detalle sobre la demanda en cada punto de carga individual influya en los resultados. Una vez construido el perfil de demanda, debe clasificarse en uno de los dos niveles siguientes: 1) carga esencial o crítica –por ejemplo, iluminación– o 2) carga no crítica –por ejemplo, televisión–.
 - c. Trazado de la infraestructura de distribución existente (subestaciones, alimentadores de MT, transformadores de MT/BT y alimentadores de BT si existen) y, por tanto, las distancias de los consumidores a la red existente. Debe obtenerse la ubicación de los alimentadores y transformadores de distribución existentes para la zona de estudio. A falta de estos datos, es posible estimarlos con la herramienta REM a partir de estudios de electrificación o de imágenes nocturnas por satélite.
 - d. Recursos energéticos (disponibilidad de energía solar, coste del diésel si está disponible y permitido, emplazamientos de microcentrales hidroeléctricas). La disponibilidad de distintos recursos energéticos en una zona determinada es necesaria para determinar la idoneidad de los distintos tipos de generación.
 - e. Datos topográficos (mapa de altitud, zonas protegidas y penalizadas). REM utiliza estos datos para diseñar redes e incorporar restricciones en el paso del clústering.
 - f. Áreas de concesión y administrativas. En caso necesario, REM acatará cualquier restricción de concesión o consideración administrativa para ofrecer soluciones sujetas a las normativas o políticas aplicables.

- g. Características energéticas de la red. Coste de la energía en la red central. Coste de la energía estimado en los alimentadores de MT. Fiabilidad de la red. Fiabilidad del suministro eléctrico de la red existente en cada alimentador de MT cuando esté disponible. Este valor puede expresarse como la duración media y la frecuencia media de las interrupciones del sistema (SAIDI y SAIFI), como un porcentaje global único o desglosado en porcentajes por horas (fiabilidad en horas valle, fiabilidad en horas punta, etc.). La fiabilidad es importante para el concepto de Coste de la Energía no suministrada (CENS), ya que REM asigna un coste a la demanda que no se satisface, ya sea por apagones de la red interconectada o por limitaciones de la generación y el almacenamiento en soluciones aisladas. También podría vincularse a las cifras del coste energético de la red en caso de evaluar la generación y los refuerzos de la red en escenarios futuros.

2. Datos del catálogo de equipos. Entradas ajustables a diferentes escenarios.

- a. Componentes de generación de mini-redes y sistemas individuales: catálogo, características y costos de instalación, operación y mantenimiento de paneles fotovoltaicos, baterías, generadores diésel y equipos de conversión de energía.
- b. Componentes de las redes de mini-redes y extensiones de red (catálogo de líneas y transformadores). La capacidad de potencia y las características de los costos de instalación, explotación y mantenimiento son los parámetros más relevantes.
- c. Costos administrativos. Representan el coste general de gestión del sistema y pueden tener valores diferentes para los distintos modos de electrificación (extensión de la red, mini-red y sistema individual) y podrían cambiar debido al número de clientes de cada sistema (los sistemas más grandes, especialmente las extensiones de la red, se beneficiarán de las economías de escala en comparación con la gestión que requieren los sistemas individuales y las mini-redes muy pequeñas). Estos costos se calculan de forma diferente para los sistemas independientes de la red (sistemas individuales y mini-redes) y las extensiones de red. En REM, el coste administrativo de un sistema sólo depende de su número de consumidores. Los parámetros de entrada que REM requiere para calcular este coste son los costos administrativos por cliente de una mini-red pequeña, mediana y grande, así como el número de consumidores de una mini-red pequeña y mediana.

En los sistemas independientes de la red, el coste administrativo se aproxima con una expresión analítica, que se calcula con estos parámetros de entrada. En concreto, el modelo utiliza una función para garantizar que los costos administrativos por consumidor sean una función decreciente del número de consumidores.

El coste administrativo por cliente de una extensión de red se calcula con un coste constante (no depende del tamaño del sistema), que es igual al coste administrativo por cliente de una mini-red grande. Esto garantiza que el coste administrativo de una extensión de red sea siempre inferior al coste administrativo de una mini-red.

3. Preferencias de los usuarios. Entradas relacionadas con consideraciones normativas, políticas, sociales y de modelo de negocio.

- a. Tasa de descuento. Es necesaria para convertir las inversiones iniciales en anualidades. Está relacionada con los modelos de negocio/inversión. Pueden establecerse valores diferentes para los distintos modos de electrificación (extensión de red, mini-red y sistema individual).

- b. Criterios sociales geospaciales. El modelo puede estar sesgado y, por tanto, desviarse de la solución óptima de menor coste para varias cuestiones políticas. En algunos casos, todos los habitantes de una región administrativa deben ser electrificados con la misma solución técnica (ya sea conectados a la red, electrificados con mini-redes o con sistemas individuales), aunque la solución menos costosa resulte en una mezcla de las anteriores. Este es el caso, por ejemplo, de la zona ya electrificada, alrededor de los alimentadores de MT y BT, donde dentro de una cierta distancia de la infraestructura existente puede ser necesaria la ampliación de la red como única solución, aunque otras puedan ser mejores en algún caso puntual desde el punto de vista del mínimo coste del servicio.
- c. Coste de la energía no suministrada (CENS). REM es básicamente una herramienta basada en los costos, por lo que la falta de calidad/fiabilidad del suministro eléctrico debe traducirse en costos (también puede imponerse como limitación en el caso de mini-redes y sistemas individuales). CENS es el coste para los consumidores de la energía que no se suministra. Este concepto es bastante subjetivo, pero pretende representar el coste (es decir, la pérdida de utilidad) en que incurren los consumidores cuando no hay electricidad en un momento en que tienen previsto utilizarla. REM requiere dos valores para el CENS, uno para la carga esencial y otro para la carga no esencial. Podría haber múltiples formas de llegar a un valor para la CENS, pero una forma de calcular el valor de la CENS es adoptar -como aproximación- el coste de una solución energética alternativa (por ejemplo, queroseno) que podría utilizarse cuando no se dispone de electricidad.
- d. Calidad/fiabilidad mínima del suministro eléctrico de las mini-redes y sistemas individuales CA. Además de la CENS, esta restricción también puede imponerse en el caso de las mini-redes y sistemas individuales CA, en términos de porcentaje de energía servida.
- e. Definición del escenario: Esta es la fase más crítica de los datos de entrada, ya que recopila todos los datos anteriores recogidos en un conjunto significativo de entradas para cada escenario que describirá cómo la estrategia de electrificación se traducirá en resultados, teniendo en cuenta una mezcla de datos de campo, previsiones, suposiciones y consideraciones estratégicas.

El ANEXO I. Datos de entrada de REM: Escenario de Referencia Propuesto recoge el detalle de los datos de entrada empleados en el Plan Nacional de Electrificación de última milla- Acceso Universal 2028 de Paraguay.

2.2.3 Identificación de demanda

Consumidores residenciales

Se utilizaron varias capas con información geoespacial de consumidores residenciales. Dichas capas contenían información que data del año 2012, por lo que ha sido necesario complementar dicha información para obtener una estimación de la localización de los consumidores residenciales en el año 2030.

La localización de los consumidores residenciales adicionales se ha estimado utilizando imágenes satelitales y mediante el HRSL de la Universidad de Columbia, que proporciona un Mapa de Densidad de Población con una resolución de aproximadamente 30x30 metros.

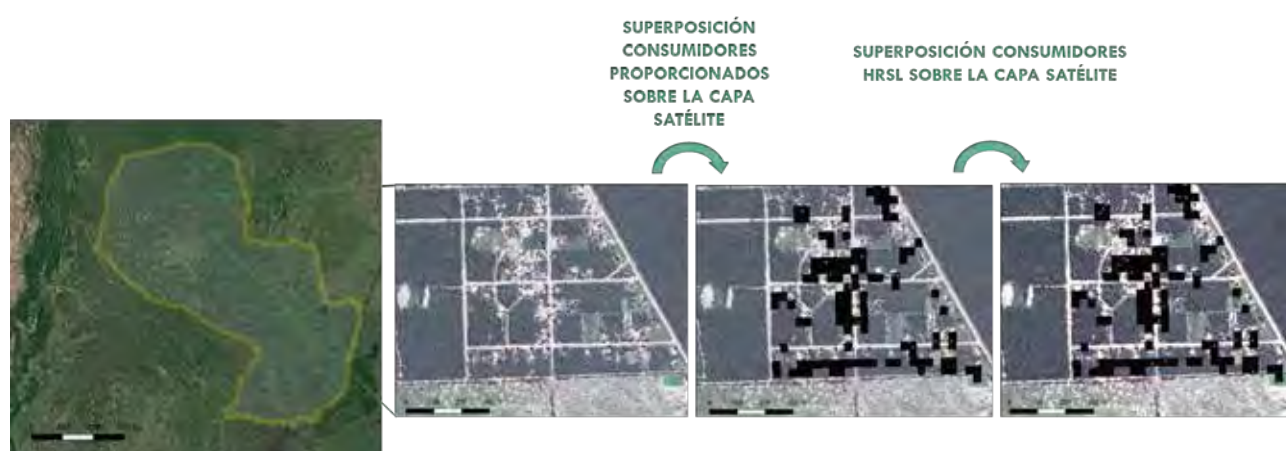


Figura 6: Mapa de Paraguay mostrando la identificación de consumidores adicionales mediante el HRSL

El muestreo aleatorio o “sprinkle” de las viviendas adicionales se ha llevado a cabo considerando una estimación de la población a 2030 de 8,266,000 habitantes, y un número de habitantes por vivienda de 3.325 personas por vivienda (PPHH).

Considerando estos valores, la Tabla 1 contiene el número total de consumidores residenciales –correspondiente al año 2012– y la población residencial total estimada para 2030.

Población residencial (2012)	Población adicional obtenida del HRSL	Población residencial (2030)
1,620,070	869,895	2,489,965

Tabla 1. Número total de consumidores residenciales (tanto electrificados como sin electrificar)

Consumidores comunitarios y productivos

La ubicación de los consumidores comunitarios y productivos ha sido post-procesada a partir de la base de los datos de clientes. La Tabla 2 contiene el número total de consumidores comunitarios y productivos desglosados por tipo de consumidor.

Fuente	Tipo de consumidor	Número de consumidores
Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES)	Pozos	1,707
Ministerio de Educación y Ciencia (MEC)	Instituciones Educativas	7,523
Instituto Nacional de Estadística (INE)	Consumidores del Sector Servicios	393,701
Ministerio de Salud Pública y Bienestar Social (MSPyBS)	Centros de Salud	1,152
-	Compañías del Cuerpo de Bomberos Voluntario (CBV)	78

Tabla 2: Número total de consumidores comunitarios y productivos (tanto electrificados como sin electrificar)

El total de consumidores comunitarios y productivos, que se muestran en la Tabla 2, asciende a 404,161.

2.2.4 Estado de electrificación

Una vez que la población ha sido identificada, es necesario saber dónde se encuentran aquellos usuarios sin servicio eléctrico. Con este fin, se ha establecido como metodología que todos los usuarios situados a **menos de 500 m de una línea de MT existente, a menos de 500 m de un transformador existente**, y a **menos de 100 m de un consumidor NIS** serán considerados como **ya electrificados**, y cada nueva conexión dentro de estos límites debería atenderse igualmente conectándose a la red cercana (**densificación**). La Figura 7 muestra la aplicación de esta metodología de clasificación de consumidores en electrificados y no electrificados.

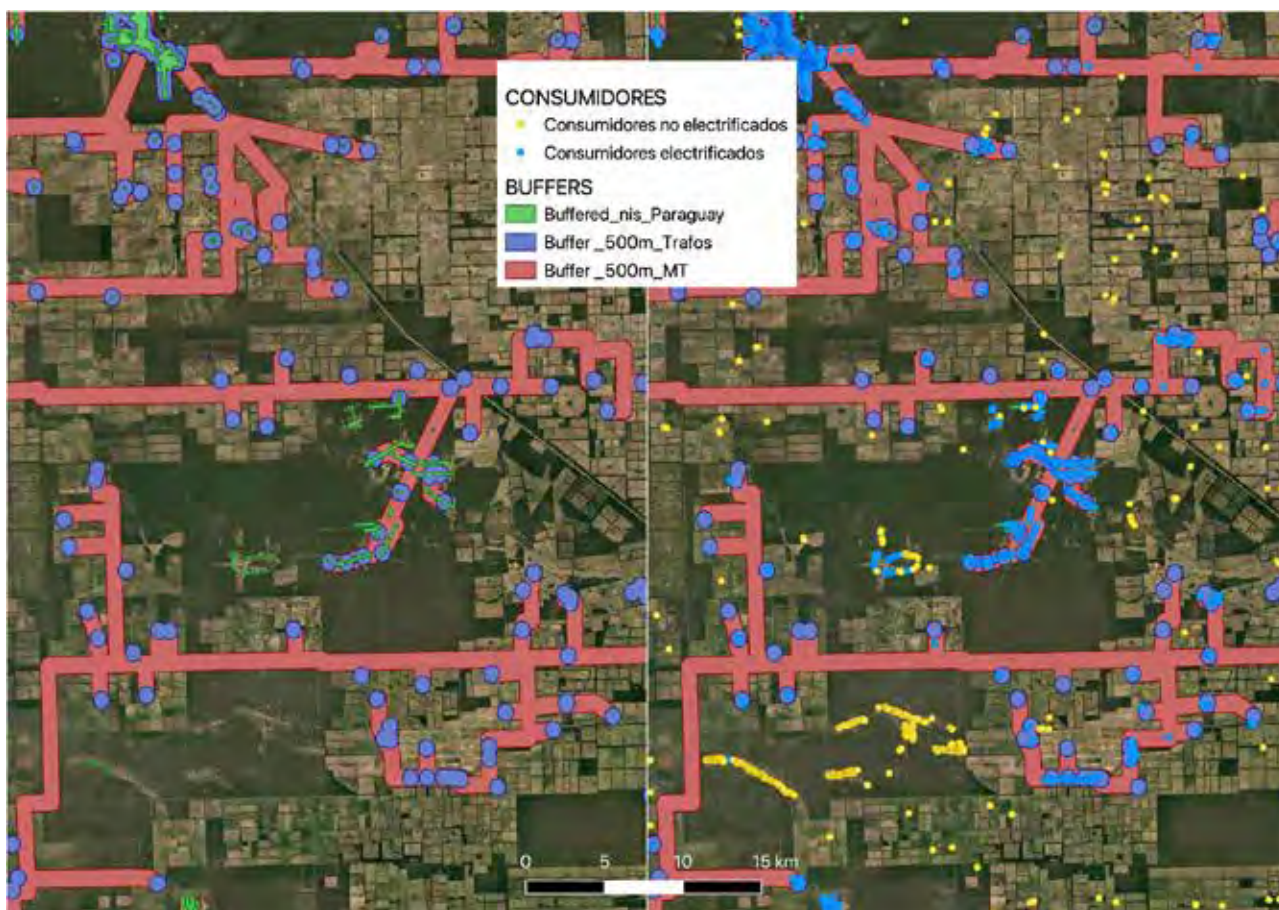


Figura 7: Metodología de clasificación de consumidores en electrificados y no electrificados.

Aplicando esta metodología de clasificación de consumidores, se obtienen las ratios de electrificación de consumidores en 2030 que se muestran en la Tabla 3.

Tipo de consumidor	Total consumidores 2030	Total consumidores electrificados	Total consumidores no electrificados	Porcentaje de consumidores electrificados (%)	Porcentaje de consumidores no electrificados (%)
Residencial	2,489,965	2,422,082	67,883	97.27%	2.73%
Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES): Pozos	1,707	1,409	298	82.54%	17.46%
Ministerio de Educación y Ciencia (MEC)	7,523	7,310	213	97.17%	2.83%
Instituto Nacional de Estadística (INE): Servicios	393,701	383,368	10,333	97.38%	2.62%
Ministerio de Salud Pública y Bienestar Social (MSPyBS)	1,152	1,140	12	98.96%	1.04%
Cuerpo de Bomberos Voluntario (CBV)	78	77	1	98.72%	1.28%
Total	2,894,126	2,815,386	78,740	97.28%	2.72%

Tabla 3. Consumidores electrificados y no electrificados en 2030.

La nueva demanda que supone el crecimiento del número de usuarios dentro de la zona considerada electrificada hasta 2030⁸ se suministrará conectando o bien en baja tensión directamente a la red ya existente, o bien con un pequeño tramo de red en media tensión, un nuevo transformador y distribución posterior en baja tensión cuando se trate de nuevos núcleos de población dentro de dicha zona. A este proceso se le denomina densificación y en este análisis la cantidad de nuevas conexiones que deberán ser realizadas en esta zona hasta 2030 se estima en **383,261 nuevos clientes residenciales de densificación.**

Más allá, para determinar el modo de electrificación para cada uno de los **78,740 consumidores fuera de la zona ya electrificada proyectada a 2030, utilizaremos el modelo REM.** Dicho modelo determinará su modo de electrificación seleccionando entre extensiones de red, mini-redes y sistemas individuales, según su mínimo coste.

8 La demanda de los clientes de densificación se ve afectado por el crecimiento de demanda, ver sección 6, tabla 20, demanda de densificación: ~660GWh/año)



3.

ESCENARIO DE REFERENCIA: PLAN INTEGRADO DE ELECTRIFICACIÓN PARA PARAGUAY

Esta sección describe el Escenario de Referencia que desarrolla el Plan Integrado de electrificación para la zona no electrificada, en la que REM proporciona la solución de menor coste (extensión de la red interconectada, mini-red o sistema aislado) para cada consumidor. Los principales datos de entrada correspondientes a esta sección se presentan en la sección 2.2 de este documento, y se describen en mayor detalle en el ANEXO I. Datos de entrada de REM: Escenario de Referencia Propuesto. El modelo REM calcula pre-diseños detallados tanto de las mini-redes (generación y red) y de generación de los sistemas individuales, como de los proyectos de extensión de la red de distribución que se proponen en el Plan Integrado de electrificación.

El Plan Integrado de electrificación para la zona no electrificada que se presenta en esta sección incluye únicamente los consumidores que se analizan aplicando el modelo REM. Por tanto, las cifras que se presentan en los casos de esta sección y en la sección 3 no incluyen los nuevos consumidores que se asienten en la zona ya electrificada, y que se electrificarán por densificación de la red ya existente.

El Plan Integrado de electrificación está calculado sobre el escenario que llamaremos Escenario de Referencia Propuesto. Dicho escenario incluye una penalización muy alta por demanda no suministrada (como el escenario 6.2 descrito en la sección 3), junto con un incremento de demanda de 300 kWh en el año inicial sobre el Escenario de Referencia Inicial. Este incremento de demanda de 300 kWh representa el consumo anual de una heladera por lo que el Escenario de Referencia Propuesto considera que todos los consumidores residenciales tienen una heladera entre sus electrodomésticos.

Se han calculado sensibilidades con otras penetraciones de heladeras. Al analizar los resultados con diferentes penetraciones de heladeras se ha decidido emplear un 100% de penetración de heladeras en los consumidores residenciales en el Escenario de Referencia Propuesto porque los costos son muy similares al Escenario de Referencia Inicial y las proporciones de los diferentes modos de electrificación (extensiones de red, mini-redes, sistemas individuales) se mantiene en un nivel parecido. La demanda del Escenario de Referencia Propuesto se muestra en la Tabla 4.

Se ha considerado un kit solar de tamaño adecuado para acomodar la demanda de los consumidores residenciales –que tienen heladeras– en el Escenario de Referencia Propuesto. Las características tecno-económicas de dicho kit solar se muestra en la Tabla 5.

Tipo Consumidor	Demanda Inicial Anual (kWh/año)	
	Escenario de Referencia Inicial	Escenario de Referencia Propuesto
Residencial	840	1,140
Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES): Pozos	2,520	2,520
Ministerio de Educación y Ciencia (MEC)	4,200	4,200
Instituto Nacional de Estadística (INE): Servicios	4,200	4,200
Ministerio de Salud Pública y Bienestar Social (MSPyBS)	8,400	8,400
Cuerpo de Bomberos Voluntario (CBV)	4,200	4,200

Tabla 4: Demanda en el Escenario de Referencia Propuesto.

Escenario	Capacidad panel solar [kW]	Energía batería [kWh]	Coste de inversión e instalación [USD]	O&M anual [USD]	Vida útil [años]
Escenario de Referencia Propuesto	0.72	2.56	950	40	7

Tabla 5: Características del kit solar del Caso de Referencia Propuesto.

El Escenario de Referencia Propuesto se ha determinado tras un proceso de análisis y evaluación conjunta con las entidades focales del plan. La sección 3 proporciona más detalles sobre los distintos escenarios analizados.

Es importante recordar que esta sección incluye el plan de electrificación únicamente para aquellos consumidores que han sido clasificados como no electrificados en la sección 2, es decir, para los **78,740 consumidores fuera de la zona ya electrificada proyectada a 2030**.

Más allá de los 78,740 consumidores fuera de la zona ya electrificada proyectada a 2030, hay que considerar también la nueva demanda que supone el crecimiento del número de usuarios dentro de la zona considerada electrificada hasta 2030. Se estima que en la zona electrificada será necesario incluir nuevas conexiones correspondientes a los **383,261 nuevos clientes residenciales de densificación** estimados para el año 2030. Los costos adicionales asociados a los clientes de densificación no están incluidos en esta sección.

3.1 Resultados del Escenario de Referencia del Plan Maestro

La Figura 8 muestra el óptimo tecno-económico de la distribución geoespacial de los sistemas individuales, las mini-redes y las extensiones de red propuestas en el Escenario de Referencia del Plan Maestro. Este escenario responde a los objetivos de demanda y calidad de servicio definidos por ANDE, a los datos de equipo para generación distribuida y para redes en media y baja tensión (definidos en la Sección 2.2 y detallados en el ANEXO I), incluyendo el impacto de la orografía y los accidentes topográficos (ríos, lagos y otros cuerpos de agua, los parques naturales...).

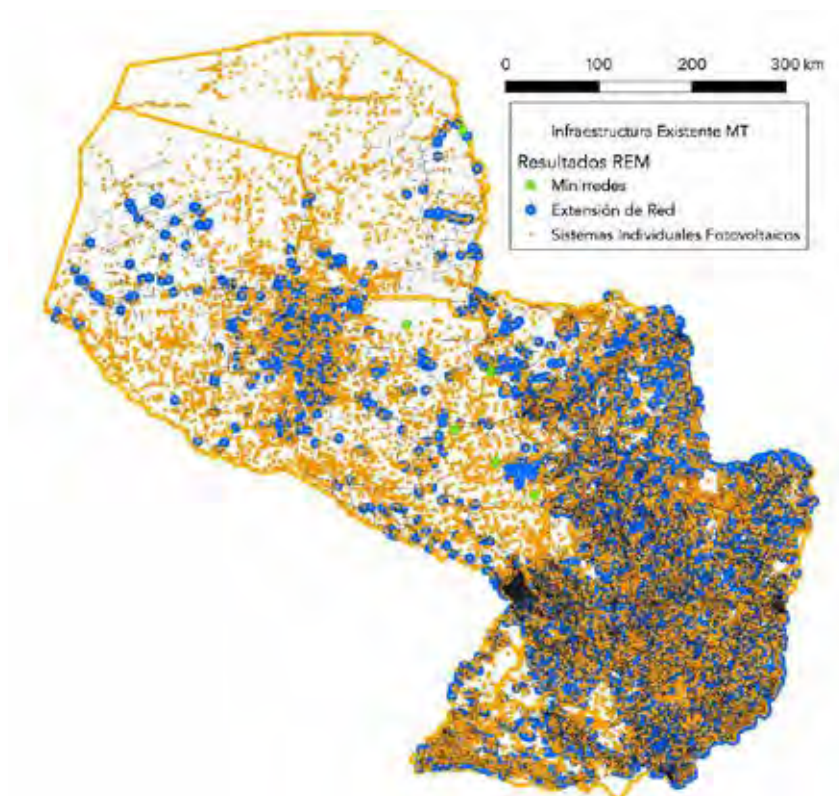


Figura 8: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla de Paraguay, de mínimo costo. (Escenario de Referencia Propuesto para el Plan Maestro).

Se puede observar que, lógicamente, las extensiones de red son más frecuentes en las zonas cercanas a la red existente, mientras que las mini-redes y los sistemas individuales son más abundantes en las regiones más alejadas de la red de distribución. Sin embargo, REM permite detectar aquellas extensiones que, para un número grande de usuarios, son óptimas (de mínimo coste) aunque se alejen varios kilómetros de la red existente.

También se puede observar que existen sistemas independientes de la red situados cerca de la red de distribución. Esto se debe a que el modelo REM puede calcular si una extensión de red no es rentable desde el punto de vista tecno-económico para consumidores cercanos a la red (por ejemplo, si el coste de un transformador es demasiado elevado para electrificar a unos pocos consumidores residenciales). La Figura 9 (a) muestra que el 35.61% de consumidores se electrifican con sistemas individuales, aproximadamente el 0.18% con mini-redes y el 64.21% con extensiones de red. La Figura 9 (b) muestra el porcentaje de coste de inversión asignado a cada modo de electrificación. El 33.56% de la inversión se corresponde con sistemas individuales, aproximadamente el 0.33% con mini-redes y el 66.11% con extensiones de red.

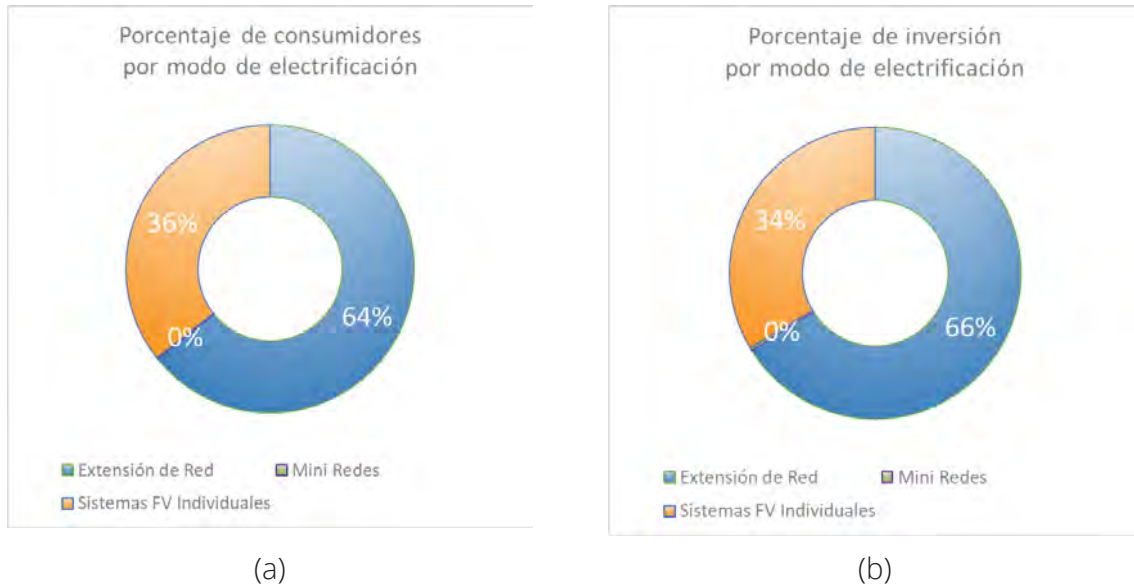


Figura 9: (a) Proporción de consumidores por modo de electrificación, (b) Proporción de coste de inversión por modo de electrificación (Escenario de Referencia del Plan Maestro).

La Figura 10 muestra el coste de inversión total de cada modo de electrificación. 1 millón de USD se corresponden con mini-redes, 78 millones de USD se corresponden con sistemas individuales y 153 millones de USD se corresponden con extensiones de red.



Figura 10: Coste de inversión por modo de electrificación para el Escenario de Referencia del Plan Maestro.

La Tabla 6 contiene un resumen de los resultados obtenidos para el Escenario de Referencia del Plan Maestro. La inversión total en electrificación alcanza los 231 millones de USD. Dicho coste se circunscribe al CAPEX de inversión (los costes operativos, OPEX, y el coste de servicio total, TOTEX se detallan a continuación) para el periodo 2024-2028.

Escenario de Referencia del Plan Maestro Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación				
Número de clientes	50.557	140	28.043	78.740
Porcentaje de clientes	64%	0%	36%	100%
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)				
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,3230	0,5830	0,3690	0,3370
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	334	732	434	370
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	151	68	60	118
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	74	-	-	48
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	559	800	494	536
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	91	78	604	274
Coste de Servicio total (M USD/año)				
CAPEX anualizado (M USD/año)	16,87	0,10	12,17	29,15
OPEX anualizado (M USD/año)	7,64	0,01	1,67	9,32
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,75	-	-	3,75
TOTEX anualizado (M USD/año)	28,26	0,11	13,84	42,22
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	4,59	0,01	16,94	21,54
Consumo de Energía				
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.764	1.403	1.638	1.718
Total Demanda por año (MWh/yr)	89.178	196	45.929	135.303
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	0,98	0,98	0,82	0,93
Inversión inicial (overnight cost)				
Coste medio de inversión por cliente (USD)	3.025	5.455	2.769	2.938
Coste de inversión total (M USD)	153	1	78	231

Tabla 6: Resumen de resultados para el Escenario de Referencia del Plan Maestro.

Respecto a los costos anuales por consumidor (TOTEX anual por consumidor), las extensiones de red ascienden a 559 USD/año (334 USD/año de CAPEX y 151 USD/año de OPEX), las mini-redes a 800 USD/año (732 USD/año de CAPEX y 68 USD/año de OPEX) y los sistemas individuales a 494 USD/año (434 USD/año de CAPEX y 60 USD/año de OPEX).

Para los costos totales anuales, las mini-redes presentan un coste menor con 0.11 millones de USD por año, las extensiones de red 28.26 millones de USD anuales, siendo la tecnología más utilizada para electrificar a los consumidores. Los costos anuales de los sistemas individuales equivalen a 13.84 millones de USD.

La Figura 11 muestra las diferencias en los costos anuales desglosados en CAPEX y OPEX para cada tecnología de electrificación. Se observa que las extensiones de red son el modo de electrificación que tiene un menor coste total por consumidor (incluyendo la penalización por energía no suministrada). Los kits solares son la solución que tiene un menor TOTEX anual por consumidor.

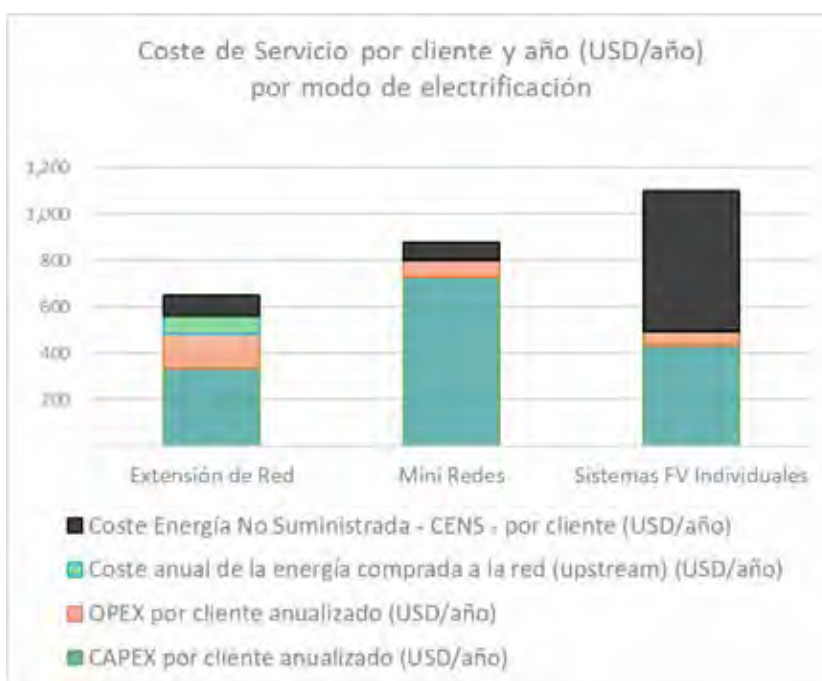


Figura 11: Desglose de costos anuales por consumidor para el Escenario de Referencia del Plan Maestro

3.2 Resultados por proyecto: mini-redes

En este Plan hay un número muy reducido de mini-redes: 6 instalaciones. Las mini-redes proyectadas conectan desde 21 consumidores hasta 29 clientes en la misma mini-red, variando el coste de servicio desde 0.57 a 0.59 USD/kWh, como se puede ver en la Figura 12. Las inversiones por consumidor varían entre 794 y 993 USD/cliente.

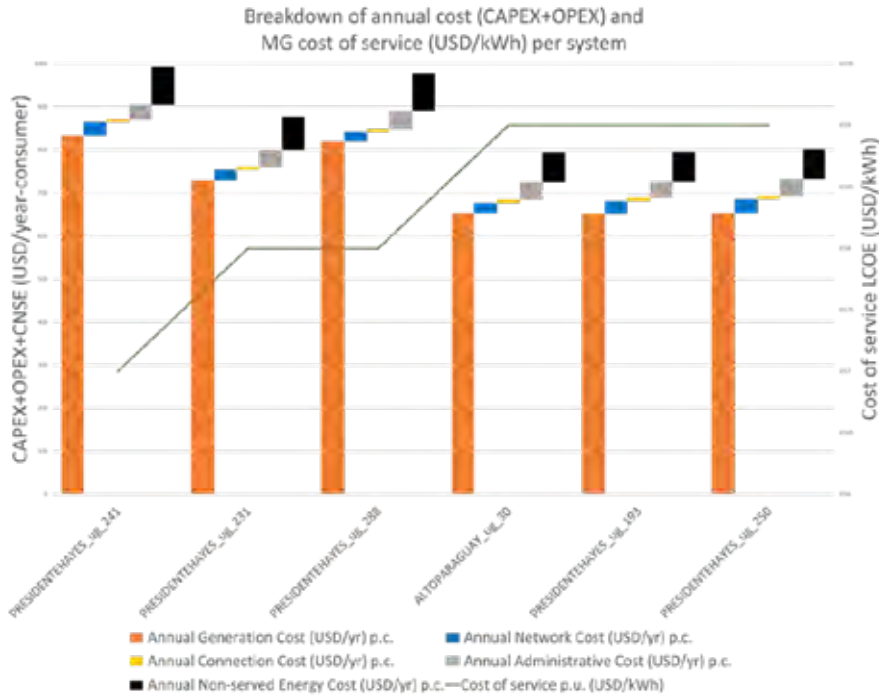


Figura 12: Coste de inversión por consumidor y por unidad para mini-redes.

3.3 Resultados por proyecto: extensiones de red

Los resultados muestran que se harán 6,134 proyectos para extender la red, variando el coste de servicio desde 0.06 a 0.66 USD/kWh, como se puede ver en Figura 13.

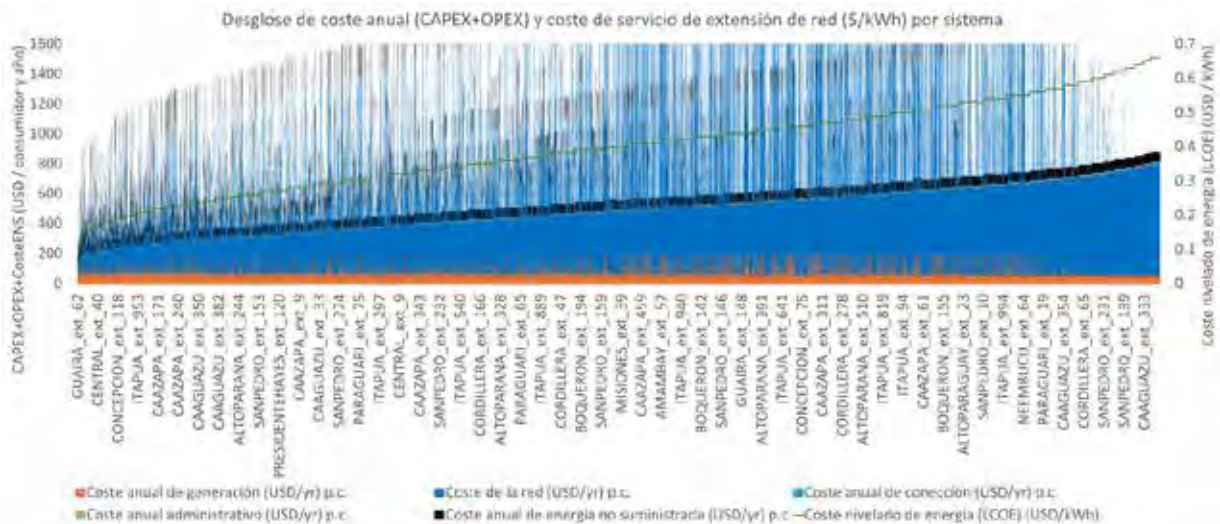


Figura 13: Coste de Servicio por consumidor y por unidad para extensiones de red.

Las inversiones por consumidor varían desde 167 USD para las conexiones más eficientes (más cercanas a la red y con mayor densidad de carga) hasta 3,485 USD para conexiones de clientes comunitarios en el límite de coste entre la extensión de red y los sistemas individuales.

En la Figura 14 se muestra el histograma de las extensiones de red, agrupadas de nuevo en bloques múltiples de 25 consumidores donde podemos ver que la mayoría de las extensiones de red también electrifican un número muy pequeño de consumidores, aunque hay extensiones de red cuyo tamaño llega hasta los 1,539 consumidores.

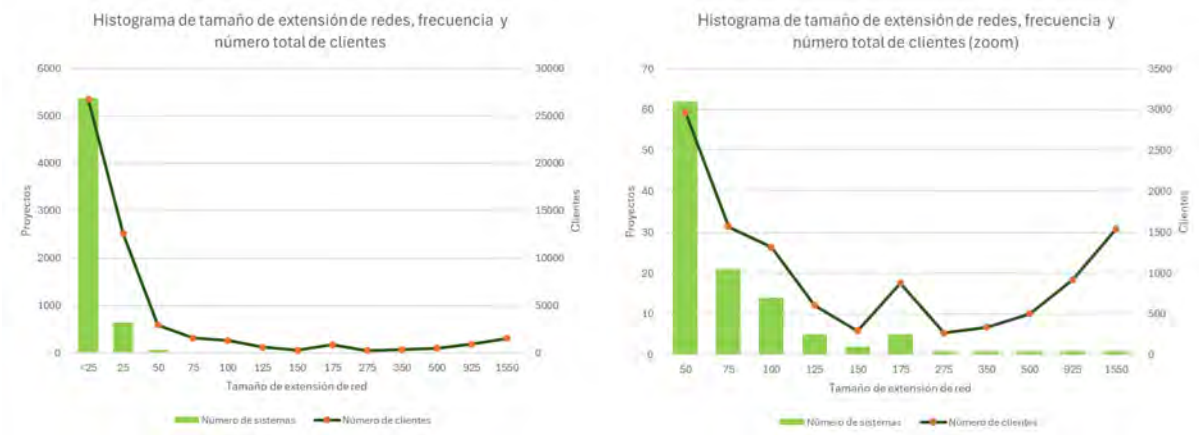


Figura 14: Clasificación de las extensiones de red por tamaño y número de consumidores en cada tramo



4. ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD

4.1 Definición del escenario de Referencia Inicial (sin topografía)

El Escenario de Referencia Inicial se corresponde con una propuesta preliminar basada en conversaciones con las entidades focales del plan, previo a la definición de los parámetros que definen Escenario de Referencia Propuesto para el Plan Nacional. Los datos de entrada del Escenario de Referencia Inicial se presentan en la sección 2 de este documento, y se describen en mayor detalle en el *Anexo I*.

Este escenario de referencia inicial será el punto de contraste del análisis de sensibilidad, donde se estudia el impacto de varios parámetros en la solución de electrificación, y que han servido de base a la definición del Escenario de Referencia Propuesto ya definitivo. Los resultados del Escenario de Referencia Inicial y el análisis de sensibilidad se muestran en esta sección.

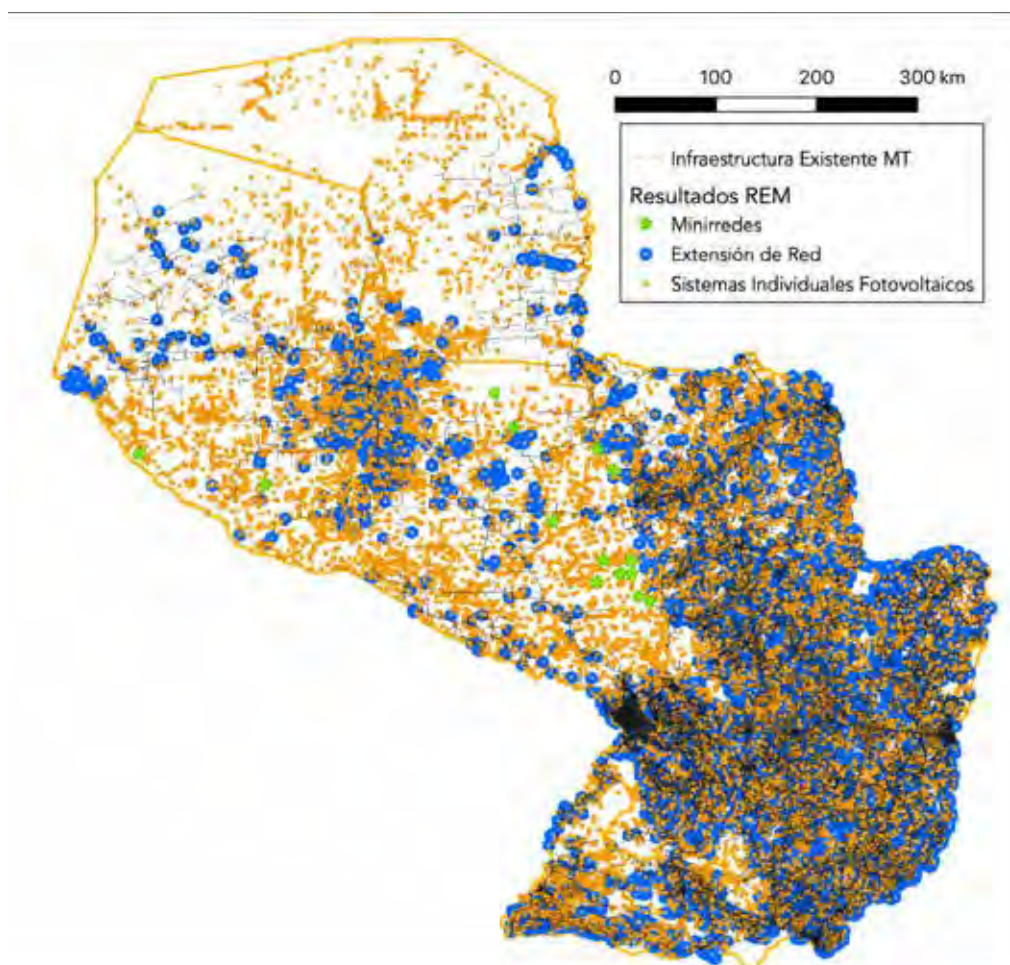


Figura 15: Mapa geoespacial del Escenario de Referencia Inicial.

La Figura 15 muestra el **óptimo tecno-económico de la distribución geoespacial de los sistemas individuales, las mini-redes y las extensiones de red propuestas en el Escenario de Referencia Inicial**. Las extensiones de red son más frecuentes en las zonas cercanas a la red existente, mientras que las mini-redes y los sistemas individuales son más abundantes en las regiones más alejadas de la red de distribución. REM detecta cuál es el modo de electrificación óptimo resultando también en usuarios que se conectan por extensión de red aunque se alejan varios kilómetros de la red existente y usuarios de sistemas independientes de la red situados cerca de la red de distribución.

La Figura 16 (a) muestra el porcentaje de consumidores electrificados con sistemas individuales, mini-redes y extensiones de red. REM propone electrificar al 27.41% de los consumidores con sistemas individuales, al 0.51% de los consumidores con mini-redes y al 72.08% de consumidores con extensiones de red. La Figura 16 (b) muestra el porcentaje de coste de inversión asignado a cada modo de electrificación. El coste de inversión de los sistemas individuales, mini-redes y extensiones de red es el 24.32%, 0.71% y 74.98% del coste de inversión total, respectivamente.

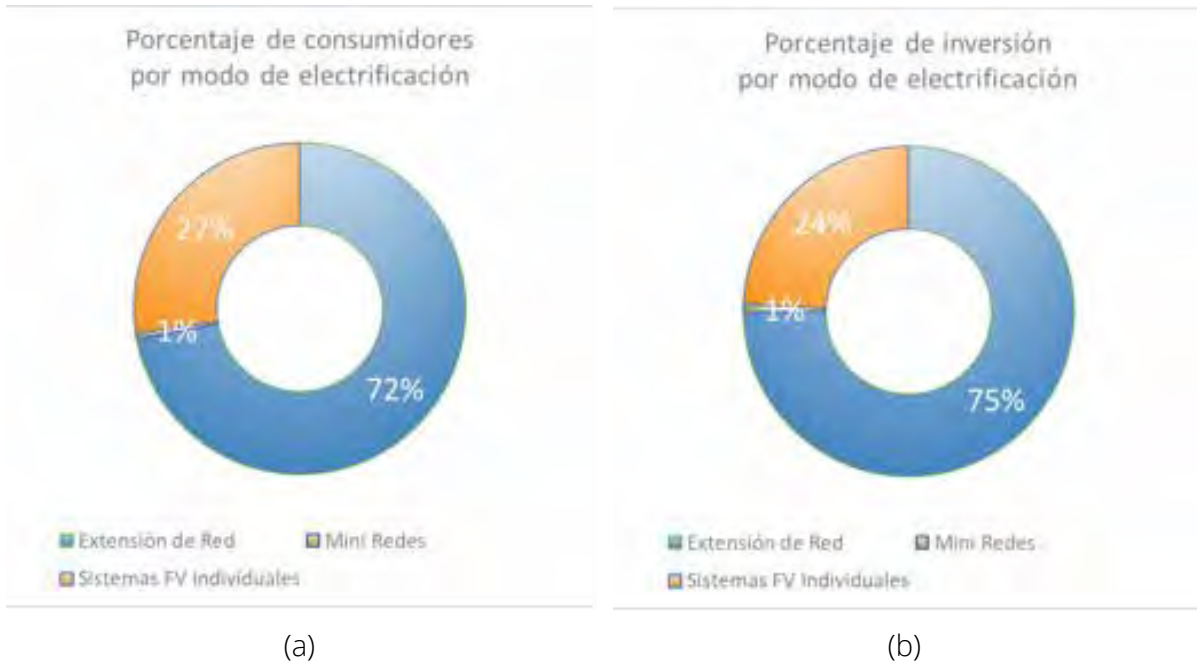


Figura 16: (a) Proporción de consumidores por modo de electrificación, (b) Proporción de coste de inversión por modo de electrificación.

La Figura 17 muestra el coste de inversión total de cada modo de electrificación. El coste de inversión asociado a mini-redes es de 2 millones de USD y 53 millones de USD para sistemas individuales. Las extensiones de red en este Escenario de Referencia Inicial suponen 163 millones de USD.



Figura 17: Coste de inversión por modo de electrificación para el Escenario de Referencia Inicial.

La Tabla 7 contiene un resumen de los resultados obtenidos para el Escenario de Referencia Inicial. Los costos de inversión totales ascienden a 218 MUSD siendo mayoritariamente para la extensión de la red (163 MUSD). 53 MUSD se necesitarían para los sistemas individuales y 2 MUSD para las mini-redes. Alrededor del 78.08% de los consumidores electrificados se electrifican por extensión de red, mientras que el 27.41% se electrifica con sistemas individuales y el 0.51% con mini-redes.

Respecto a los costos anuales por consumidor, o coste de servicio anual o TOTEX anual por consumidor, las extensiones de red y las mini-redes son las que presentan un coste menor, siendo 582 USD/año para las mini-redes (526 USD/año de CAPEX y 56 USD/año de OPEX) y 515 USD/año para las extensiones de red (317 USD/año de CAPEX; 137 USD/año de OPEX; y 61 USD/año se corresponden con el coste de energía aguas arriba) tal y como se detalla en la Tabla 7. El coste de servicio para los consumidores con sistemas individuales es de 414 USD/año (354 USD/año de CAPEX y 60 USD/año de OPEX).

"Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay"	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación				
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100,00
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)				
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,3620	0,5360	0,7040	0,4090
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199
Coste de Servicio total (M USD/año)				
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,30	9,08
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,40
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67
Consumo de Energía				
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98,00	94,30	42,30	83,20
Inversión inicial (overnight cost)				
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218

Tabla 7: Resumen resultados del Escenario de Referencia Inicial.

4.2 Definición de los escenarios de sensibilidad

Como ya se ha mencionado, la definición de un conjunto significativo de datos de entrada para cada escenario es una de las actividades más críticas del proceso de planificación de REM.

Los datos recogidos, introducidos en la sección 2 y recogidos en el ANEXO I. Datos de entrada de REM: Escenario de Referencia Propuesto, comprenden la mejor información disponible de las experiencias existentes en extensión de red, mini-redes y sistemas individuales. Estas experiencias, sin embargo, abarcan diferentes etapas de desarrollo, niveles de madurez y responden a las diferentes estrategias adoptadas por cada una de las empresas de distribución, y a la regulación vigente en el momento en que esos sistemas han sido desplegados.

A continuación se resumen los escenarios considerados en el análisis de sensibilidad:

- **Sensibilidad 1:** se analizan dos escenarios en los que se estudia el impacto del uso de diésel en el plan de electrificación. El Escenario de Referencia no permite el uso de diésel. La sensibilidad 1 incluye dos escenarios en los que se permite el uso de diésel. El escenario 1.1 no limita el uso de diésel y el escenario 1.2 limita el uso de diésel de forma que esta tecnología de generación pueda cubrir un máximo de un 5% de la demanda del sistema.
- **Sensibilidad 2:** se analizan dos escenarios en los que se estudia el impacto de la demanda residencial en el plan de electrificación. El Escenario de Referencia considera una demanda residencial anual de 840 kWh/año para el año inicial. La sensibilidad 2 incluye dos escenarios en los que se modifica la demanda residencial. El escenario 2.1 considera que la demanda residencial anual es el doble que en Escenario de Referencia (es decir, en el escenario 2.1 la demanda residencial anual es de 1680 kWh/año en el año inicial); y el escenario 2.2 considera que la demanda residencial anual es la mitad que en el Escenario de Referencia (es decir, en el escenario 2.2 la demanda residencial anual es de 420 kWh/año).
- **Sensibilidad 3:** se analizan dos escenarios en los que se estudia el impacto de la penetración de kits solares en el plan de electrificación. El Escenario de Referencia considera kits solares para electrificar a los consumidores residenciales aislados. REM asigna a los kits solares una penalización por energía no suministrada, por lo que es posible variar la penetración de kits solares en la solución de electrificación modificando dicha penalización. La sensibilidad 3 considera dos escenarios con distintas penetraciones de kits solares. El escenario 3.1 incrementa la penetración de kits solares respecto al Escenario de Referencia disminuyendo la penalización por energía no suministrada de los kits solares; y el escenario 3.2 disminuye la penetración de kits solares respecto al Escenario de Referencia aumentando la penalización por energía no suministrada de los kits solares.
- **Sensibilidad 4:** se analiza un escenario en el que se estudia el impacto de la capacidad de los kits solares en el plan de electrificación. Esta sensibilidad incluye un único escenario (escenario 4) que considera un kit solar diferente al empleado en el Escenario de Referencia. En concreto, se trata de un kit solar de mayor capacidad que puede suministrar el 100% de la demanda de los consumidores residenciales. Dicho kit solar tiene unos costos de inversión significativamente superiores a los del kit solar empleado en el Escenario de Referencia.
- **Sensibilidad 5:** se analizan dos escenarios en los que se estudia el impacto de la fiabilidad de la red existente en el plan de electrificación. El Escenario de Referencia considera una fiabilidad de la red de distribución existente del 98%, es decir, la red de distribución cubre el 98% de la demanda de los consumidores electrificados con extensiones de red en el Escenario de Referencia. La sensibilidad 5 considera dos escenarios con distintas fiabilidades de red. El escenario 5.1 considera una fiabilidad

de la red de distribución del 100% –mayor que la fiabilidad del Escenario de Referencia–, y el escenario 5.2 considera una fiabilidad de la red de distribución del 96% –menor que la fiabilidad del Escenario de Referencia.

- **Sensibilidad 6:** se analizan dos escenarios en los que se estudia el impacto de la penalización por demanda no cubierta en el plan de electrificación. El Escenario de Referencia Inicial considera una penalización por energía no suministrada media. Una penalización más alta de la energía no suministrada hace que REM proporcione una solución de mayor fiabilidad, es decir, de mayor demanda cubierta. La sensibilidad 6 considera dos escenarios con distintas penalizaciones de energía no suministrada. El escenario 6.1 considera una penalización por demanda no suministrada alta –mayor que la penalización por demanda no suministrada del Escenario de Referencia Inicial–, y el escenario 6.2 considera una penalización por demanda no suministrada muy alta –mucho mayor que la penalización por demanda no suministrada del Escenario de Referencia Inicial.
- **Sensibilidad 7:** se analiza un escenario en el que se estudia el impacto del catálogo de generación en el plan de electrificación. El Escenario de Referencia utiliza un catálogo de generación basado en una combinación de la información proporcionada y experiencias internacionales. Esta sensibilidad analiza un único escenario (escenario 7) en el que el catálogo de generación está basado únicamente en experiencias internacionales del equipo consultor.

El análisis de sensibilidad muestra que el Escenario de Referencia Propuesto, presenta un comportamiento robusto frente a los parámetros estudiados en el análisis de sensibilidad.

El ANEXO II. Datos de entrada REM: escenarios de sensibilidad contiene una descripción más detallada de los parámetros de entrada de los diferentes escenarios desarrollados.

4.3 Resultados de los escenarios de sensibilidad

En esta sección se muestran los resultados de los escenarios que se muestran en la **sección 4.2**. Un aspecto a tener en cuenta es que los escenarios de sensibilidad se han evaluado con el modelo REM sin tener en cuenta la topografía de la zona ya que este aspecto alarga considerablemente los tiempos de computación⁹.

Los resultados de las sensibilidades se comparan con el Escenario de Referencia Inicial, que no coincide con el Escenario de Referencia Propuesto que se describe en la sección 3. El Escenario de Referencia Propuesto que se describe en la sección 3 se corresponde con el escenario 6.2 (penalización muy alta por demanda no suministrada) de esta sección. La única diferencia entre el Escenario de Referencia Inicial y el Escenario de Referencia Propuesto es la penalización por energía no suministrada: el Escenario de Referencia Inicial tiene una penalización media por la energía no suministrada y el Escenario de Referencia Propuesto tiene una penalización muy alta por la energía no suministrada.

El escenario 6.2 se considera como Escenario de Referencia Propuesto tras un proceso de análisis y evaluación conjunta con las entidades focales del plan. Un motivo que hace que el escenario 6.2 sea el Escenario de Referencia Propuesto es que la fiabilidad de las mini-redes de este escenario (en el que no se permite diésel) es similar a la fiabilidad de las mini-redes del escenario 1.1 (en el que sí se permite diésel, pero la energía no suministrada tiene una penalización media).

4.3.1 Sensibilidad 1: uso de diésel

El Escenario de Referencia no permite el uso de diésel. La sensibilidad 1 incluye dos escenarios en los que se permite el uso de diésel. El escenario 1.1 no limita el uso de diésel y el escenario 1.2 limita el uso de diésel de forma que esta tecnología de generación pueda cubrir un máximo de un 5% de la demanda del sistema.

Escenario 1.1: sin limitación de diésel

Este escenario permite a los sistemas independientes de la red utilizar generación diésel sin limitación para cubrir su demanda. Sin embargo, esto no implica que necesariamente REM tenga que seleccionar un generador diésel en la optimización de la generación de los sistemas independientes de la red –solo lo hará si un generador diésel es parte de la solución óptima de generación.

La Tabla 8 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 1.1. La fiabilidad de las mini-redes es mayor en el escenario 1.1 que en el Escenario de Referencia (96.90% en el escenario 1.1 frente a un 94.30% en el Escenario de Referencia). Esto es razonable, ya que la generación diésel permite cubrir la demanda en las horas en las que no haya radiación solar y la batería esté descargada.

9 Al tratarse de una zona con pocas variaciones de altitud, esta simplificación afecta principalmente a las restricciones que aplica el modelo a la hora de cruzar cuerpos de agua y zonas protegidas. Pero dado que en los escenarios la comparación se hará sin estas restricciones, los efectos mostrados sobre el plan general son comparables y las conclusiones extraídas de los mismos significativas desde el punto de vista del impacto de los diferentes supuestos sobre el plan.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 1.1: sin limitación de diésel			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	56.701	516	21.523	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	72,01	0,66	27,33	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3610	0,5540	0,7050	0,4090
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	317	510	353	328
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	137	116	60	116
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	61	-	-	44
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	514	626	413	487
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	40	42	619	198
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	17,96	0,26	7,61	25,83
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	7,75	0,06	1,29	9,10
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,46	-	-	3,46
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	29,16	0,32	8,90	38,38
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	2,28	0,02	13,32	15,62
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.452	1.167	1.388	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	82.350	602	29.871	112.823
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	96,9	42,2	83,2
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.871	3.753	2.448	2.761
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	163	2	53	217

Tabla 8: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 1.1.

Los costos de inversión totales son muy similares en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 217 MUSD en el escenario 1.1). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación son muy parecidos en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 1.1 electrifica el 72.01% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 1.1 electrifica el 0.66% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 1.1 electrifica el 27.33% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, permitir el uso de generación diésel para cubrir la demanda de los sistemas independientes en la red no produce cambios significativos en la solución de electrificación proporcionada en el Escenario de Referencia.

Escenario 1.2: diésel puede cubrir un 5% de la demanda

Este escenario permite a los sistemas independientes de la red utilizar generación diésel para cubrir un máximo del 5% de su demanda. Igual que en el escenario 1.1, permitir generación diésel no implica que necesariamente REM tenga que seleccionar un generador diésel en la optimización de la generación de los sistemas independientes de la red –solo lo hará si un generador diésel es parte de la solución óptima de generación.

La Tabla 9 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 1.2. La fiabilidad de las mini-redes es mayor en el escenario 1.2 que en el Escenario de Referencia (96.60% en el escenario 1.2 frente a un 94.30% en el Escenario de Referencia). Esto es razonable, ya que la generación diésel permite cubrir la demanda en las horas en las que no haya radiación solar y la batería esté descargada.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 1.2: diésel puede cubrir el 5 de la demanda			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	56.748	452	21.540	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	72,07	0,57	27,36	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3620	0,5520	0,7050	0,4090
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	317	555	353	328
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	137	81	60	115
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	61	-	-	44
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	515	636	413	488
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	40	49	619	199
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	18,00	0,25	7,61	25,86
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	7,76	0,04	1,29	9,09
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,46	-	-	3,46
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	29,23	0,29	8,90	38,42
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	2,28	0,02	13,33	15,63
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.452	1.192	1.388	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	82.388	539	29.896	112.823
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	96,6	42,2	83,2
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.875	4.102	2.448	2.765
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	163	2	53	218

Tabla 9: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 1.2.

Los costos de inversión totales son muy similares en ambos escenarios (aproximadamente 218 MUSD en ambos escenarios). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación son muy parecidos en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 1.2 electrifica el 72.07% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 1.2 electrifica el 0.57% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 1.2 electrifica el 27.36% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, permitir el uso de generación diésel para cubrir un máximo del 5% de la demanda de los sistemas independientes en la red no produce cambios significativos en la solución de electrificación proporcionada en el Escenario de Referencia.

4.3.2 Sensibilidad 2: variación de la demanda residencial

El Escenario de Referencia considera una demanda residencial anual de 840 kWh/año para el año inicial. La sensibilidad 2 incluye dos escenarios en los que se modifica la demanda residencial. El escenario 2.1 considera que la demanda residencial anual es el doble que en Escenario de Referencia (es decir, en el escenario 2.1 la demanda residencial anual es de 1680 kWh/año en el año inicial); y el escenario 2.2 considera que la demanda residencial anual es la mitad que en el Escenario de Referencia (es decir, en el escenario 2.2 la demanda residencial anual es de 420 kWh/año).

Escenario 2.1: demanda residencial x2

Este escenario considera que la demanda residencial es el doble que en el Escenario de Referencia. La Tabla 10 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 2.1. La demanda media por consumidor es significativamente mayor en el escenario 2.1 (2,232 kWh/año) que en el Escenario de Referencia (1,433 kWh/año), lo cual es una consecuencia directa de duplicar la demanda residencial.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 2.1: demanda residencial x2			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	65.262	23	13.455	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	82,88	0,03	17,09	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3010	0,5120	0,6610	0,3240
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	386	823	413	391
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	176	71	65	157
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	93	-	-	77
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	655	894	479	625
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	61	141	1.190	254
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	25,18	0,02	5,56	30,77
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	11,50	-	0,88	12,38
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	6,09	-	-	6,09
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	42,78	0,02	6,44	49,24
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	4,01	-	16,01	20,03
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	2.222	1.855	2.281	2.232
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	145.030	43	30.690	175.763
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	94,2	31,7	86,4
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	3.498	5.969	2.887	3.395
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	228	-	39	267

Tabla 10: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 2.1.

Los costos de inversión totales son muy diferentes en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 267 MUSD en el escenario 2.1). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación difieren notablemente en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 2.1 electrifica el 82.88% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 2.1 electrifica el 0.03% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 2.1 electrifica el 17.09% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, duplicar la demanda residencial produce cambios significativos en la solución de electrificación proporcionada en el Escenario de Referencia. En concreto, se produce un incremento de las extensiones de red a costa de una reducción de las mini-redes y de los sistemas individuales.

Escenario 2.2: demanda residencial x0.5

Este escenario considera que la demanda residencial es la mitad que en el Escenario de Referencia. La Tabla 11 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 2.1. La demanda media por consumidor es significativamente menor en el escenario 2.2 (1,033 kWh/año) que en el Escenario de Referencia (1,433 kWh/año), lo cual es una consecuencia directa de dividir entre dos la demanda residencial.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 2.2: demanda residencial x0.5			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	46.090	-	32.650	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	58,53	0	41,47	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3980	-	0,7640	0,4810
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	282	-	301	290
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	117	-	56	92
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	48	-	-	28
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	448	-	356	410
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	32	-	315	149
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	13,01	-	9,82	22,83
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	5,41	-	1,81	7,23
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	2,23	-	-	2,23
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	20,65	-	11,64	32,28
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	1,46	-	10,30	11,76
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.150	-	868	1.033
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	52.985	-	28.356	81.341
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	0	53,7	82,6
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.558	-	2.064	2.353
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	118	-	67	185

Tabla 11: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 2.2.

Los costos de inversión totales son muy diferentes en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 185 MUSD en el escenario 2.2). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación difieren notablemente en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 2.2 electrifica el 58.53% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 2.2 electrifica el 0.00% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 2.2 electrifica el 41.47% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, dividir entre dos la demanda residencial produce cambios significativos en la solución de electrificación proporcionada en el Escenario de Referencia. En concreto, se produce una reducción de las extensiones de red y de las mini-redes a costa de los sistemas individuales.

4.3.3 Sensibilidad 3: penetración de kits solares

El Escenario de Referencia considera kits solares para electrificar a los consumidores residenciales aislados. REM asigna a los kits solares una penalización por energía no suministrada, por lo que es posible variar la penetración de kits solares en la solución de electrificación modificando dicha penalización.

La sensibilidad 3 considera dos escenarios con distintas penetraciones de kits solares. El escenario 3.1 incrementa la penetración de kits solares respecto al Escenario de Referencia disminuyendo la penalización por energía no suministrada de los kits solares; y el escenario 3.2 disminuye la penetración de kits solares respecto al Escenario de Referencia aumentando la penalización por energía no suministrada de los kits solares.

Escenario 3.1: alta penetración de kits solares

Este escenario considera que la penetración de kits solares es mayor que en el Escenario de Referencia. La Tabla 12 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 3.1.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 3.1: alta penetración de kits			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	49.710	400	28.630	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	63,13	0,51	36,36	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3270	0,5360	0,7470	0,3960
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	294	526	314	302
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	126	56	57	101
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	63	-	-	40
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	483	582	370	443
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	42	86	429	183
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	14,59	0,21	8,98	23,78
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	6,28	0,02	1,62	7,92
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,14	-	-	3,14
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	24,02	0,23	10,60	34,85
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	2,07	0,03	12,28	14,39
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.505	1.152	1.311	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	74.835	461	37.534	112.830
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	94,3	37,8	78
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.660	3.837	2.157	2.483
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	132	2	62	196

Tabla 12: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 3.1.

Los costos de inversión totales son muy diferentes en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 196 MUSD en el escenario 3.1). Esto se debe a que los kits solares considerados tienen unos costos de inversión significativamente más bajos que el resto de modos de electrificación, aunque los kits solares cubren un porcentaje de demanda inferior al resto de soluciones de electrificación. En concreto, el Escenario de Referencia tiene un porcentaje de demanda servida por consumidor del 83.20% mientras que el escenario 3.1 presenta un porcentaje de demanda servida por consumidor del 78.00%.

Los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación difieren notablemente en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 3.1 electrifica el 63.13% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 3.1 también electrifica el 0.51% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 3.1 electrifica el 36.36% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, aumentar la penetración de kits solares produce cambios significativos en la solución de electrificación proporcionada en el Escenario de Referencia. En concreto, se produce un incremento de los kits solares a costa de una reducción de las extensiones de red.

Escenario 3.2: baja penetración de kits solares

Este escenario considera que la penetración de kits solares es mayor que en el Escenario de Referencia. La Tabla 13 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 3.2.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 3.2: baja penetración de kits			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	61.286	322	17.132	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	77,83	0,41	21,76	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3930	0,5380	0,6810	0,4260
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	341	531	384	351
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	149	58	63	130
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	60	-	-	47
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	550	589	446	528
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	40	87	802	206
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	20,91	0,17	6,57	27,65
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	9,14	0,02	1,07	10,24
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,68	-	-	3,68
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	33,73	0,19	7,64	41,57
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	2,42	0,03	13,74	16,19
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.431	1.161	1.446	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	87.671	374	24.775	112.819
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	94,3	45,3	86,4
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	3.092	3.870	2.668	3.003
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	190	1	46	236

Tabla 13: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 3.2.

Los costos de inversión totales son muy diferentes en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 236 MUSD en el escenario 3.1). Esto se debe a que los kits solares considerados tienen unos costos de inversión significativamente más bajos que el resto de modos de electrificación, aunque los kits solares cubren un porcentaje de demanda inferior al resto de soluciones de electrificación. En concreto, el Escenario de Referencia tiene un porcentaje de demanda servida por consumidor del 83.20% mientras que el escenario 3.2 presenta un porcentaje de demanda servida por consumidor del 86.40%.

Los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación difieren notablemente en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 3.2 electrifica el 77.83% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 3.2 electrifica el 0.41% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 3.2 electrifica el 21.76% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, reducir la penetración de kits solares produce cambios significativos en la solución de electrificación proporcionada en el Escenario de Referencia. En concreto, se produce un decremento de los kits solares a costa de un aumento de las extensiones de red.

4.3.4 Sensibilidad 4: kit solar de gran capacidad

Esta sensibilidad incluye un único escenario (escenario 4) que considera un kit solar diferente al empleado en el Escenario de Referencia. En concreto, se trata de un kit solar de mayor capacidad que puede suministrar el 100% de la demanda de los consumidores residenciales. Dicho kit solar tiene unos costos de inversión significativamente superiores a los del kit solar empleado en el Escenario de Referencia.

La Tabla 14 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 4. Los costos de inversión totales son muy diferentes en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 337 MUSD en el escenario 4). Esto se debe a que los kits solares considerados en el escenario 4 tienen unos costos de inversión significativamente más altos que los kits solares del Escenario de Referencia, aunque los kits solares del escenario 4 cubren el 100% de la demanda residencial. En concreto, el Escenario de Referencia tiene un porcentaje de demanda servida por consumidor del 83.20% mientras que el escenario 4 presenta un porcentaje de demanda servida por consumidor del 97.90%.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 4: kit solar altas prestaciones			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	58.017	400	20.323	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	73,68	0,51	25,81	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3700	0,5360	0,7690	0,4710
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	323	526	996	498
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	140	56	61	119
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	61	-	-	45
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	523	582	1.056	661
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	40	86	43	41
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	18,75	0,21	20,23	39,19
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	8,10	0,02	1,24	9,36
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,52	-	-	3,52
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	30,36	0,23	21,47	52,06
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	2,32	0,03	0,88	3,23
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.444	1.152	1.407	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	83.760	461	28.601	112.822
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	94,3	97,7	97,9
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.929	3.837	8.141	4.279
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	170	2	165	337

Tabla 14: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 4.

Los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación son similares en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 4 electrifica el 73.68% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 4 también electrifica el 0.51% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 4 electrifica el 25.81% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, aumentar el tamaño de los kits solares produce un aumento significativo de los costos de inversión y del porcentaje de demanda servida pero la cantidad de consumidores electrificada con cada modo de electrificación no varía de forma significativa.

4.3.5 Sensibilidad 5: fiabilidad de red

El Escenario de Referencia considera una fiabilidad de la red de distribución existente del 98%, es decir, la red de distribución cubre el 98% de la demanda de los consumidores electrificados con extensiones de red en el Escenario de Referencia.

La sensibilidad 5 considera dos escenarios con distintas fiabilidades de red. El escenario 5.1 considera una fiabilidad de la red de distribución del 100% –mayor que la fiabilidad del Escenario de Referencia–, y el escenario 5.2 considera una fiabilidad de la red de distribución del 96% –menor que la fiabilidad del Escenario de Referencia.

Escenario 5.1: alta fiabilidad de red (100%)

Este escenario considera que la fiabilidad de la red de distribución es del 100%. La Tabla 15 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 5.1.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 5.1: alta fiabilidad de red (100%)			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	57.551	379	20.810	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	73,09	0,48	26,43	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3610	0,5350	0,7130	0,4050
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	324	522	345	330
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	141	55	59	119
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	61	-	-	45
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	526	577	404	494
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	-	86	620	164
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	18,62	0,20	7,18	26,00
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	8,12	0,02	1,23	9,38
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,52	-	-	3,52
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	30,27	0,22	8,42	38,90
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	-	0,03	12,91	12,94
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.457	1.143	1.372	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	83.844	433	28.545	112.823
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	100	94,3	41,4	85,1
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.933	3.804	2.387	2.793
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	169	1	50	220

Tabla 15: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 5.1.

Los costos de inversión totales son muy similares en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 220 MUSD en el escenario 5.1). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación también son muy similares en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 5.1 electrifica el 73.09% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 5.1 electrifica el 0.48% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 5.1 electrifica el 26.43% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, aumentar la fiabilidad de la red a un 100% produce una solución de electrificación muy similar a la del Escenario de Referencia.

Escenario 5.2: baja fiabilidad de red (96%)

Este escenario considera que la fiabilidad de la red de distribución es del 96%. La Tabla 16 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 5.2.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 5.2: Fiabilidad de red (96%)			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	56.107	400	22.233	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	71,26	0,51	28,24	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3640	0,5360	0,6990	0,4140
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	312	526	360	327
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	133	56	61	112
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	61	-	-	43
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	506	582	420	482
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	80	86	618	232
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	17,50	0,21	8,00	25,71
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	7,47	0,02	1,35	8,84
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,41	-	-	3,41
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	28,38	0,23	9,34	37,96
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	4,49	0,03	13,74	18,26
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.448	1.152	1.400	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	81.228	461	31.135	112.824
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	96	94,3	42,9	81,3
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.827	3.837	2.495	2.738
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	159	2	55	216

Tabla 16: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 5.2.

Los costos de inversión totales son muy similares en ambos escenarios (218 MUS\$ en el Escenario de Referencia frente a 216 MUS\$ en el escenario 5.2). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación también son muy similares en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 5.2 electrifica el 71.26% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 5.2 también electrifica el 0.51% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 5.2 electrifica el 28.24% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, reducir la fiabilidad de la red a un 96% produce una solución de electrificación muy similar a la del Escenario de Referencia.

4.3.6 Sensibilidad 6: penalización por demanda no cubierta

El Escenario de Referencia Inicial considera una penalización por energía no suministrada media. Una penalización más alta de la energía no suministrada hace que REM proporcione una solución de mayor fiabilidad, es decir, de mayor demanda cubierta.

La sensibilidad 6 considera dos escenarios con distintas penalizaciones de energía no suministrada. El escenario 6.1 considera una penalización por demanda no suministrada alta –mayor que la penalización por demanda no suministrada del Escenario de Referencia Inicial–, y el escenario 6.2 considera una penalización por demanda no suministrada muy alta –mucho mayor que la penalización por demanda no suministrada del Escenario de Referencia Inicial.

Escenario 6.1: alta penalización por demanda no cubierta

Este escenario considera que la penalización por demanda no suministrada es alta. La Tabla 17 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 6.1.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 6.1: alta penetración por demanda no cubierta			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	56.793	401	21.546	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	72,13	0,51	27,36	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3630	0,5530	0,7260	0,4120
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	319	553	362	332
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	137	57	60	116
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	61	-	-	44
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	517	610	422	492
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	55	85	619	209
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	18,10	0,22	7,80	26,12
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	7,81	0,02	1,29	9,13
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,47	-	-	3,47
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	29,39	0,24	9,09	38,72
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	3,11	0,03	13,33	16,48
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.456	1.149	1.376	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	82.718	461	29.644	112.823
Fración de la Demanda Suministrada (-) - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	95,9	42,3	83,3
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.889	4.054	2.520	2.794
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	164	2	54	220

Tabla 17: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 6.1.

Los costos de inversión totales son muy similares en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 220 MUSD en el escenario 6.1). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación también son muy similares en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 6.1 electrifica el 72.13% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 6.1 electrifica el 0.51% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 6.1 electrifica el 27.36% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, considerar una penalización por demanda no suministrada alta produce una solución de electrificación muy similar a la del Escenario de Referencia.

Escenario 6.2: muy alta penalización por demanda no cubierta

Este escenario considera que la penalización por demanda no suministrada es muy alta. La Tabla 18 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 6.2.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 6.2: muy alta penetración por demanda no cubierta			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	56.680	384	21.676	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	71,98	0,49	27,53	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3620	0,5880	0,7590	0,4160
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	320	597	374	336
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	138	58	60	116
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	61	-	-	44
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	519	655	434	497
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	75	64	613	223
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	18,13	0,23	8,11	26,47
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	7,83	0,02	1,31	9,15
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,48	-	-	3,48
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	29,44	0,25	9,42	39,11
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	4,27	0,02	13,29	17,58
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.462	1.140	1.361	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	82.882	438	29.503	112.823
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	97,8	42	83,4
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.900	4.449	2.633	2.834
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	164	2	57	223

Tabla 18: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 6.2.

Los costos de inversión totales son muy similares en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 223 MUSD en el escenario 6.2). Además, los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación también son muy similares en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 6.2 electrifica el 71.98% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 6.2 electrifica el 0.49% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 6.2 electrifica el 27.53% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, considerar una penalización por demanda no suministrada muy alta produce una solución de electrificación muy similar a la del Escenario de Referencia.

Aunque los resultados del plan de electrificación sean muy similares en el Escenario de Referencia Inicial, el escenario 6.1 y el escenario 6.2 sean muy similares cabe destacar que la fiabilidad de las mini-redes cambia considerablemente cuando se incrementa la penalización por energía no suministrada.

La Figura 18 muestra la fiabilidad horaria promedio para una mini-red de 25 consumidores residenciales en el Escenario de Referencia Inicial, el escenario 6.1 y el escenario 6.2. Se observa cómo la fiabilidad de dicha mini-red aumenta en las horas de la tarde y la noche cuando la penalización por energía no suministrada es mayor.

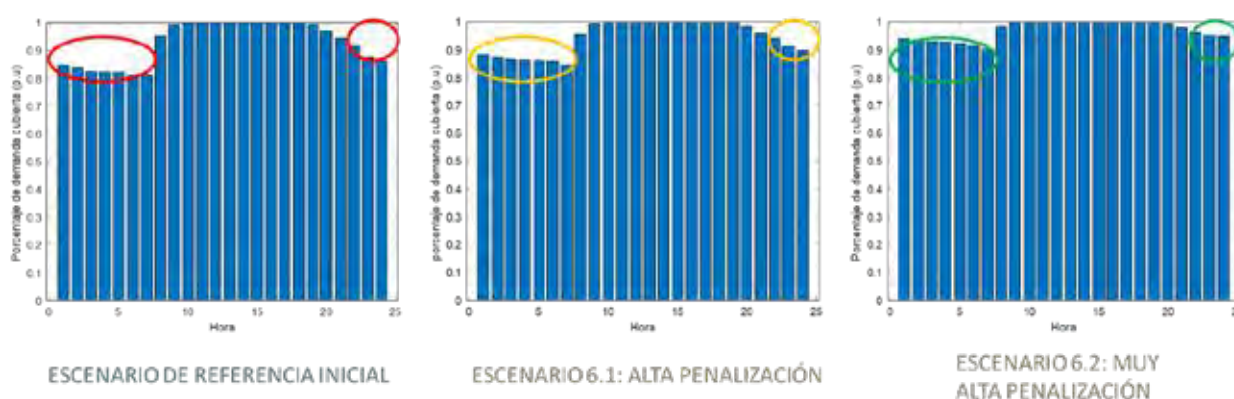


Figura 18: Fiabilidad horaria promedio para una mini-red de 25 consumidores residenciales.

4.3.7 Sensibilidad 7: catálogo de generación

El Escenario de Referencia utiliza un catálogo de generación basado en una combinación de la información proporcionada y experiencias internacionales. Esta sensibilidad analiza un único escenario (escenario 7) en el que el catálogo de generación está basado únicamente en experiencias internacionales.

La Tabla 19 muestra un resumen comparativo de los principales indicadores tecno-económicos del Escenario de Referencia y del escenario 7. Los costos de inversión totales son similares en ambos escenarios (218 MUSD en el Escenario de Referencia frente a 204 MUSD en el escenario 7), siendo menor el coste de inversión del escenario 7. Esto se debe a que el catálogo de generación internacional tiene unos costos menores que el catálogo de generación del Escenario de Referencia.

Escenario de Referencia Inicial Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Escenario de Referencia Inicial				Escenario 7: catálogo de generación internacional			
	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación								
Número de clientes	56.759	400	21.581	78.740	54.231	678	23.831	78.740
Porcentaje de clientes	72,08	0,51	27,41	100	68,87	0,86	30,27	100
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)								
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,362	0,536	0,704	0,409	0,3460	0,3880	0,5080	0,3800
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	317	526	354	328	287	381	353	308
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	137	56	60	115	122	49	65	104
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	61	-	-	44	58	-	-	40
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	515	582	414	488	467	431	418	452
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	40	86	619	199	38	34	562	197
Coste de Servicio total (M USD/año)								
CAPEX anualizado (M USD/año)	18,01	0,21	7,64	25,86	15,57	0,26	8,42	24,25
OPEX anualizado (M USD/año)	7,77	0,02	1,3	9,08	6,64	0,03	1,55	8,22
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	3,46	-	-	3,46	3,14	-	-	3,14
TOTEX anualizado (M USD/año)	29,23	0,23	8,94	38,4	25,35	0,29	9,97	35,61
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	2,28	0,03	13,36	15,67	2,07	0,02	13,39	15,48
Consumo de Energía								
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.451	1.152	1.389	1.433	1.380	1.137	1.563	1.433
Total Demanda por año (MWh/yr)	82.382	461	29.981	112.823	74.817	771	37.236	112.824
Fración de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	98	94,3	42,3	83,2	98	97,8	52,6	83
Inversión inicial (overnight cost)								
Coste medio de inversión por cliente (USD)	2.875	3.837	2.453	2.764	2.601	2.871	2.547	2.587
Coste de inversión total (M USD)	163	2	53	218	141	2	61	204

Tabla 19: Resumen comparativo del Escenario de Referencia y el escenario 7.

Los porcentajes de consumidores electrificados con cada modo de electrificación son similares en ambos escenarios:

- El Escenario de Referencia electrifica el 72.08% de consumidores con extensiones de red, y el escenario 7 electrifica el 68.87% de los consumidores con extensiones de red.
- El Escenario de Referencia electrifica el 0.51% de consumidores con mini-redes, y el escenario 7 también electrifica el 0.86% de los consumidores con mini-redes.
- El Escenario de Referencia electrifica el 27.41% de consumidores con sistemas individuales, y el escenario 7 electrifica el 30.27% de los consumidores con sistemas individuales.

Por tanto, considerar el catálogo de generación internacional da lugar a una solución en la que hay más mini-redes y sistemas individuales que en el Escenario de Referencia, a expensas de un menor número de consumidores electrificados con extensiones de red. El coste de inversión de la solución disminuye al considerar el catálogo de generación internacional, que tiene menores costos que el catálogo considerado en el Escenario de Referencia.

PARTE 2:

Implementación, marco regulatorio y financiación





5.

ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS PROYECTOS

5.1 El reto de lograr el acceso universal en Paraguay a 2028 con sistemas 100% renovables

En resumen, el plan geoespacial descrito en la primera parte del informe, desarrollado con REM para las zonas no electrificadas de Paraguay muestra que cerrar la brecha en la última milla requerirá, como principal esfuerzo, electrificar 79 mil familias que habitan en zonas aisladas de aquí a 2028. De ellas, el 64% deberán electrificarse por medio de más de 6,100 proyectos de extensión de red (casi 51 mil nuevos clientes) lo que suponen 153 millones de USD (el 66.11% de la inversión total estimada por el plan). El coste medio de inversión por cliente para los consumidores electrificados con extensiones de red es de 3 mil USD. Otros 140 usuarios en 6 comunidades aisladas recibirán electricidad a través de mini-redes solares con baterías de litio por un coste de 5.500 USD/cliente (760 mil dólares en total), con la misma calidad y servicio que la red interconectada. Finalmente más de 28 mil usuarios recibirán un sistema fotovoltaico individual de alta calidad, con un coste medio de inversión de 2.700 USD/cliente y un importe total de 78 millones de dólares.

El objeto del análisis con REM descrito en la Sección 3 se centra en determinar la mejor opción (desde el punto de vista de mínimo coste) para la electrificación de áreas que no cuentan ya con suministro eléctrico (zona no electrificada).

Dentro de la zona ya electrificada (clientes situados a menos de 500m de la línea de MT existente, a menos de 500 metros de un transformador, o a menos de 100 metros de un NIS) todos los consumidores se consideran hoy conectados a la red, en concordancia con los datos de electrificación pendiente proporcionados por las propias distribuidoras.

En esta zona, durante el período 2024-2028 se tendrán que realizar nuevas conexiones en función del crecimiento de la población. Estos nuevos consumidores se electrificarán conectando o bien en baja tensión directamente a la red ya existente, o bien con un pequeño tramo de red en media tensión, un nuevo transformador y distribución posterior en baja tensión cuando se trate de nuevos núcleos de población dentro de dicha zona. A este proceso se le denomina densificación.

El incremento en la cifra total bajo la red se calcula en unos **383 mil clientes**, y para ellos el coste estimado de **inversión es de 115 millones de dólares** (considerando un coste medio de inversión de 300 USD por cliente, que es consistente con los resultados de REM en zonas muy próximas a la red y con un número de usuarios alto).

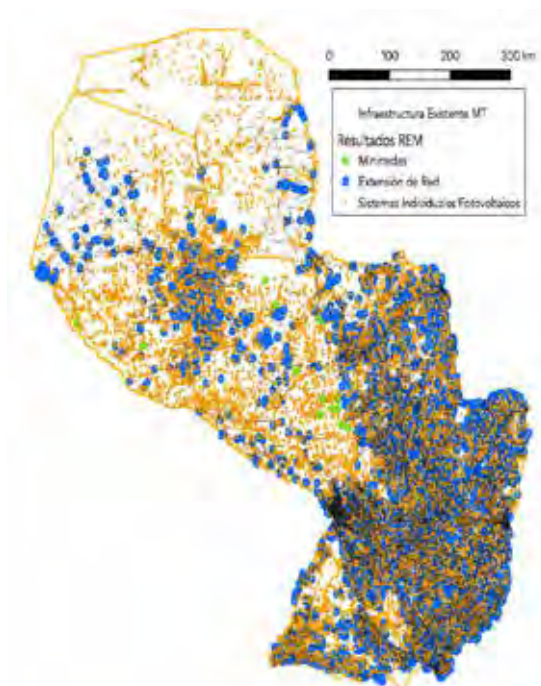


Figura 19. Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 de mínimo costo para el Escenario de Referencia Propuesto

5.2 Priorización de los proyectos de extensión de red y mini redes

Para determinar la hoja de ruta de electrificación en la zona REM, es necesario tener en cuenta tanto la opción de partida (mínimo coste de electrificación en sentido matemático, con las hipótesis y datos de entrada establecidos para el Escenario de Referencia) como la posible evolución en el tiempo desde 2023 a 2028 de los costos. Se ha tomado en cuenta para la elaboración de estas recomendaciones los resultados del Escenario de Referencia que tiene en cuenta el abaratamiento que pueden suponer tanto las economías de escala en instalación y en O&M.

Los resultados del Escenario de Referencia muestran como la extensión de red se puede restringir a aquellos proyectos que tienen una mayor eficiencia (menor coste por unidad de energía y por cliente) ya que en zonas más alejadas donde la red es más cara, el abaratamiento progresivo del TOTEX de los sistemas aislados individuales y las mini-redes según avancen por su curva de madurez, supondrá que tenderán a ser con el tiempo cada vez más competitivos, en comparación con la extensión de red (no se esperan mejoras disruptivas en los costos del tendido de líneas de media y baja tensión en los próximos años, ya que, siendo una tecnología mucho más madura, tiene un menor margen de mejora en costos).

La Figura 20 muestra para cada comunidad electrificada tanto con extensión de red (puntos de color azul) y con mini red (triángulos de color verde) el coste total de servicio por cliente (CAPEX+OPEX) considerando además el coste de la energía no suministrada debida a los cortes de suministro (escala entre 0 y 5,000 USD/año de la izquierda de la gráfica). También muestra la ratio (línea de color negro) entre el coste de servicio con extensión de red y el coste de servicio con mini red (GE/MG) (escala entre 0 y 3 a la derecha de la gráfica). Puede observarse que, en zonas muy alejadas de la red a la izquierda de la figura, el coste con extensión de redes puede ser hasta 3 veces más caro que el coste de electrificación con mini-redes.

el modo de electrificación que se debe poner en servicio. Así, si por ejemplo en el año 2028 la experiencia acumulada en la electrificación con mini-redes hace posible abaratar estos sistemas, algunas de las extensiones de red más caras podrían sustituirse por mini-redes.

Siguiendo este criterio de coste, hemos caracterizado los proyectos propuestos por el Escenario de Referencia (donde cada proyecto puede electrificar una comunidad o varias conjuntamente) en las siguientes categorías para la priorización de los proyectos durante el período de implementación (2024-2028):

- **Zona ya electrificada - Densificación de la Red**

- o Conexiones muy cerca de la red existente. Coste medio de inversión puede estimarse en unos 300 USD/cliente¹¹. Estas conexiones irán ejecutando según se vayan solicitando nuevos contratos de suministro para la población que se vaya a instalar en esta zona, en ocasiones de forma individual (casas aisladas) pero también colectiva (zonas planificadas para nuevos asentamientos dentro de la zona ya electrificada).

- **Zona no electrificada - REM**

- o **Extensión de red:** Son aquellas donde el coste de servicio (TOTEX) con extensión de red en el Escenario de Referencia es menor que el TOTEX de la mini-red equivalente (la ratio extensión de red/mini-red, GE/ME, es menor que 1). Se ha preparado una hoja de ruta de implementación por región, permitiendo la ejecución del plan en paralelo en distintas regiones. Se implementarán primero aquellos proyectos:

- > Con más impacto por unidad invertida.
- > Con mayor porcentaje de usuarios comunitarios y productivos.

- o **Mini redes:** Son aquellas donde el TOTEX de la mini-red en el Escenario de Referencia es menor que el TOTEX de la extensión de red equivalente. (ratio GE/MG > 1). De forma análoga se implementarán priorizando aquellas con menor coste de servicio (criterio de eficiencia económica). De manera análoga a la extensión de red, se ha preparado una hoja de ruta de implementación por región, permitiendo el desarrollo del plan en paralelo en varias regiones. Se implementarán primero aquellos proyectos:

- > Con más impacto por unidad invertida.
- > Con mayor porcentaje de usuarios comunitarios y productivos.

- o **Sistemas aislados individuales:** REM calcula aquellos usuarios en los que no se justifica el coste de conexión con su vecino y a su vez con la red, comparándolo con el coste de la solución individual equivalente.

11 No se conoce dónde estará localizada la nueva demanda, dentro de la zona ya electrificada, habrá clientes con costos de electrificación más altos (por electrificarse de forma individual con una distancia media de unos 500m a la línea de MT) mientras que otros que se electrifiquen junto con sus vecinos por formar nuevos barrios en esta zona tendrán costos muy inferiores (correspondientes a unas pocas decenas de metros de línea por cliente). Se ha tomado como referencia el coste de extensión de red más eficiente de un clúster de clientes situado en el límite de la zona sin electrificar analizado con REM, conforme al catálogo establecido para el Escenario de Referencia (cerca de los 300 USD/cliente). El coste en la zona ya electrificada será posiblemente incluso menor a este, pero resulta una estimación prudente y en línea con los estándares internacionales para nuevas conexiones cercanas a la red.

5.3 Desglose de la estrategia de implementación y categorías de priorización de proyectos

Teniendo en cuenta la categorización de proyectos descrita en el apartado anterior, los consumidores e inversiones asociadas al Escenario de Referencia podría desglosarse como se indica en la Figura 21.

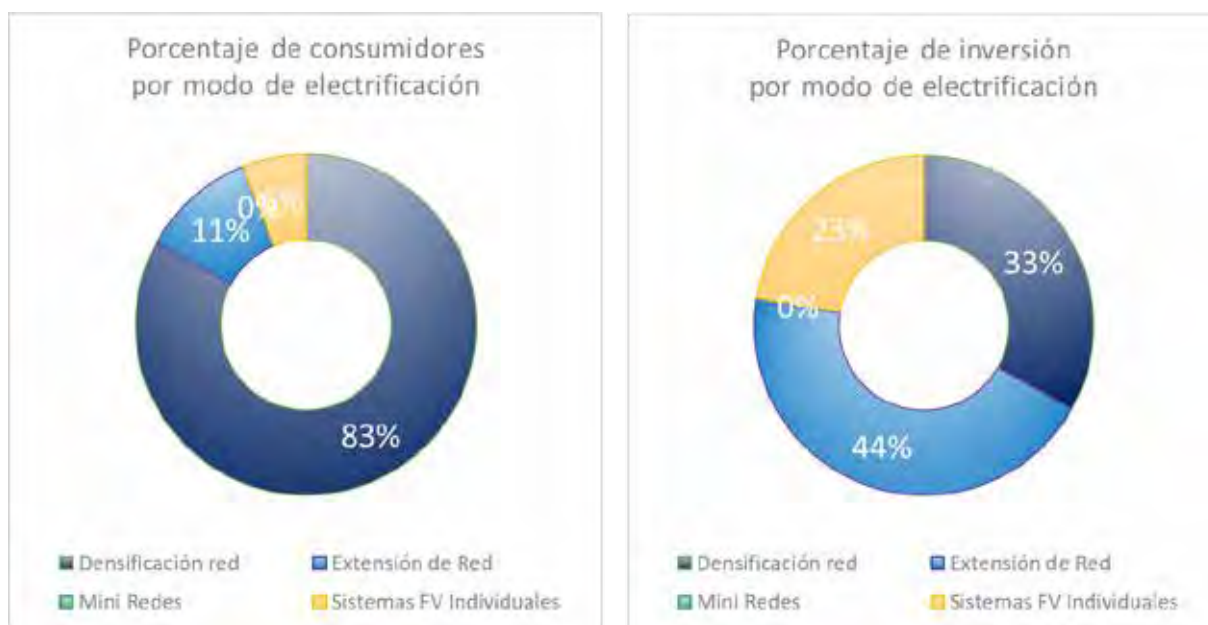


Figura 21: (a) Proporción de consumidores del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 por modo de electrificación priorizado para las zonas electrificadas (densificación) y no electrificadas por extensión de red, mini-red y sistemas aislados individuales, (b) Proporción de coste de inversión por modo de electrificación.

Como puede observarse, el mayor número de conexiones a la red se producirán en la zona ya electrificada (82.96 %, 383 mil usuarios) y supondrán un esfuerzo de inversión del 33.20% del total calculado por el Escenario de Referencia (115 millones de dólares) como puede verse también en la Figura 22.

Ya en la zona no electrificada (zona REM) la extensión de red conectará a la red a más de 50,000 usuarios, un 10.94% del total, suponiendo un 44.16% del coste de inversión (153 millones de dólares) suponiendo un total de 6,134 proyectos.

Finalmente, aquellas comunidades que aparecen como mini-redes de red en la planificación sumarían otros 140 usuarios (0.03%) con una inversión de un millón de dólares (alrededor del 0.22% del total). Estos 6 proyectos de extensión de red conectan entre 21 y 29 clientes por proyecto.



Figura 22: Coste de inversión por modo de electrificación priorizado para las zonas electrificada y no electrificada.

Toda esta información queda reflejada en detalle en la Tabla 20.

Escenario de Referencia Electrificación & Densificación Plan Nacional de Electrificación de Paraguay	Densificación red	Extensión de Red	Mini Redes	Sistemas FV Individuales	TOTAL
Mix de electrificación					
Número de clientes	383.261	50.557	140	28.043	462.001
Porcentaje de clientes	0,83	0,11	0,00	0,06	1,00
Coste de Servicio medio por unidad (USD/kWh) y cliente (USD/año)					
Coste de Servicio p.u. de la energía consumida (LCOE) (USD/kWh)	0,0420	0,3230	0,5830	0,3690	0,3370
CAPEX por cliente anualizado (USD/año)	33	334	732	434	370
OPEX por cliente anualizado (USD/año)	151	151	68	60	158
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (USD/año)	72	74	-	-	8
TOTEX por cliente anualizado (USD/año)	256	559	800	494	536
Coste Energía No Suministrada - CENS - por cliente (USD/año)	91	91	78	604	274
Coste de Servicio total (M USD/año)					
CAPEX anualizado (M USD/año)	12,65	16,87	0,10	12,17	29,15
OPEX anualizado (M USD/año)	57,94	7,64	0,01	1,67	9,32
Coste anual de la energía comprada a la red (upstream) (M USD/año)	27,66	3,75	-	-	3,75
TOTEX anualizado (M USD/año)	98,25	28,26	0,11	13,84	42,22
Coste Energía No Suministrada - CENS (USD/año)	34,80	4,59	0,01	16,94	21,54
Consumo de Energía					
Demanda media por cliente y año (kWh/yr)	1.718	1.764	1.403	1.638	1.718
Total Demanda por año (MWh/yr)	658.580	89.178	196	45.929	793.883
Fracción de la Demanda Suministrada () - Calidad de Servicio	0,98	0,98	0,98	0,82	1,00
Inversión inicial (overnight cost)					
Coste medio de inversión por cliente (USD)	300	3.025	5.455	2.769	750
Coste de inversión total (M USD)	115	153	1	78	346

Tabla 20: Resumen de resultados para el Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 por modo de electrificación para las zonas electrificada y no electrificada.

Más allá del coste de instalación y puesta en marcha de los sistemas, es importante prestar atención al coste total de servicio para cada una de las categorías, según se muestra en la Figura 23.

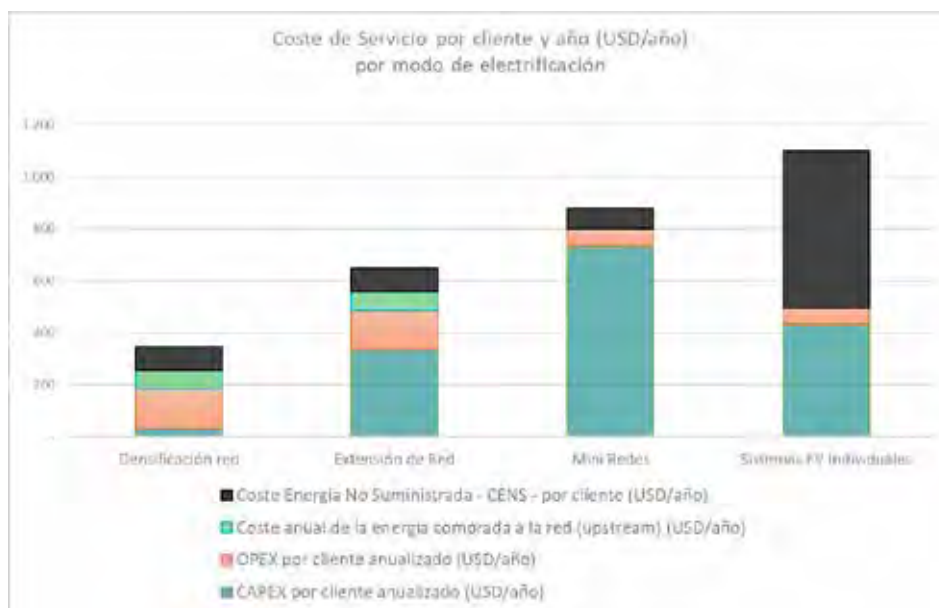


Figura 23: Coste de servicio por modo de electrificación priorizado para las zonas electrificada y no electrificada.

Como cabe esperar, el servicio en la zona ya electrificada es más barato que en cualquiera de los nuevos proyectos de electrificación en la zona REM.

5.3.1 Implementación en la zona ya electrificada: densificación

Como no es posible determinar exactamente dónde se situarán los nuevos clientes en esta zona, se calculan los costos de densificación a partir del coste medio de inversión en la zona ya electrificada. Los costos indicados a continuación se han calculado no solo conociendo los costos habituales de inversión (en torno a los 300 USD/cliente), sino extrapolando los costos determinados por REM en detalle para los proyectos de la zona no electrificada que están más cercanos a la red existente.

Así, en esta zona, para los más de 383 mil nuevos clientes, el coste total de inversión se situará en torno a los 115 millones de dólares. La demanda total estimada de los nuevos clientes en 2028 podrá alcanzar los 658 GWh (1,718 kWh por cliente). Los costos de operación y mantenimiento OPEX, totales, supondrán anualmente 57.94 millones de USD/año, y la anualización del coste de inversión CAPEX estará en 12.65 millones USD/año.

El coste de servicio por unidad en esta zona será, de media, 0.042 USD/kWh con un TOTEX por cliente de 256 USD/cliente-año.

5.3.2 Implementación en la zona NO electrificada (REM)

La priorización de proyectos que hemos descrito anteriormente en esta sección se ha aplicado a los resultados del modelo REM de modo la distribuidora incumbente pueda elaborar a partir de estos resultados una hoja de ruta, conforme a las necesidades y retos particulares de cada departamento (en las secciones 5.4 a 0 se muestran pormenorizadas las distintas hojas de ruta de extensión de red y mini-redes para cada uno de los departamentos).

Los proyectos de extensión de red se han ordenado de la misma forma que los de mini-redes, poniendo en primer lugar los más eficientes (con menor coste de servicio) y aquellos que tienen una mayor cantidad de cargas comunitarias y productivas. Así en los últimos años se abordarán las extensiones de red más alejadas y de mayor coste de servicio.

Las extensiones de red se implementarán desde 2024 a 2026 en paralelo en todos los departamentos. La inversión por usuario oscila entre los 230 y los 15,500 USD/conexión, el coste de servicio total (CAPEX+OPEX) anual por usuario oscila entre los 170 y los 3,500 USD, y el coste por unidad está entre 0.06 y 0.66 USD/kWh (véase Figura 24).

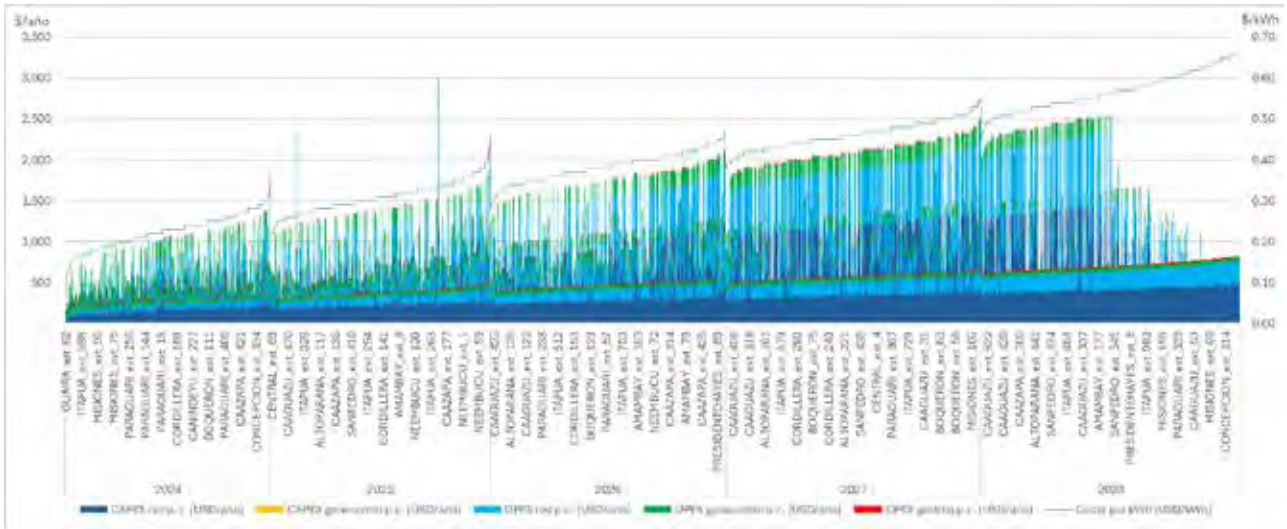


Figura 24: Costos anuales por usuario y costos de servicio para los proyectos de extensiones de red.

Los seis proyectos de mini-redes se han ordenado, priorizando aquellos que tienen menor coste de servicio y mayor número de escuelas o centros de salud. Se implementarán dos mini-redes por año entre los años 2024 y 2026. Cabe destacar que cinco de las seis mini-redes a implementar están en el departamento de Presidente Hayes. La inversión por usuario oscila entre los 4,900 y los 6,200 USD/conexión, el coste de servicio total (CAPEX+OPEX) anual por usuario oscila entre los 700 y los 900 USD y el coste de servicio está entre 0.57 y 0.59 USD/kWh (véase Figura 25).

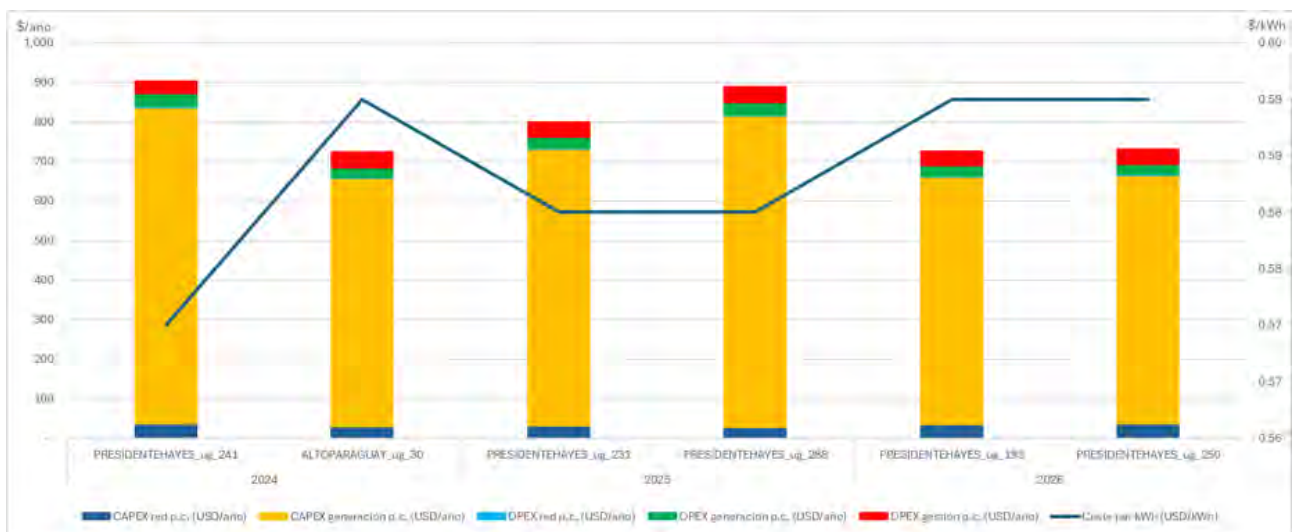


Figura 25: Costos anuales por usuario y costos de servicio para los seis proyectos de mini-redes.

En cuanto a los sistemas individuales se propone que la hoja de ruta de implementación en el tiempo se deje a criterio de la distribuidora o del vehículo que se cree para su instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento. Parece razonable que se avance primero en aquellas zonas más accesibles y se recomienda establecer unos objetivos anuales de electrificación con sistemas individuales aislados (que pueden igualmente dividirse de forma proporcional en el tiempo en el período 2024 -2028) de forma que se pueda evaluar el progreso en esta área de forma anual. En la sección (ver también buenas prácticas en la sección 6.4.3 y Anexo IV. Recomendaciones y buenas prácticas en modelos de negocio con sistemas aislados).

El presente informe se acompaña de una lista con todos los sistemas propuestos, tanto mini-redes como extensiones de red, indicando sus características principales y localización, así como el año de ejecución. Asimismo, se proporciona una geodatabase de resultados con el diseño SIG de cada sistema y la posición de cada sistema individual aislado.

5.4 Implementación en el departamento de Alto Paraguay

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Alto Paraguay podemos observar que se implementarán 40 proyectos de extensión de red y una mini-red.

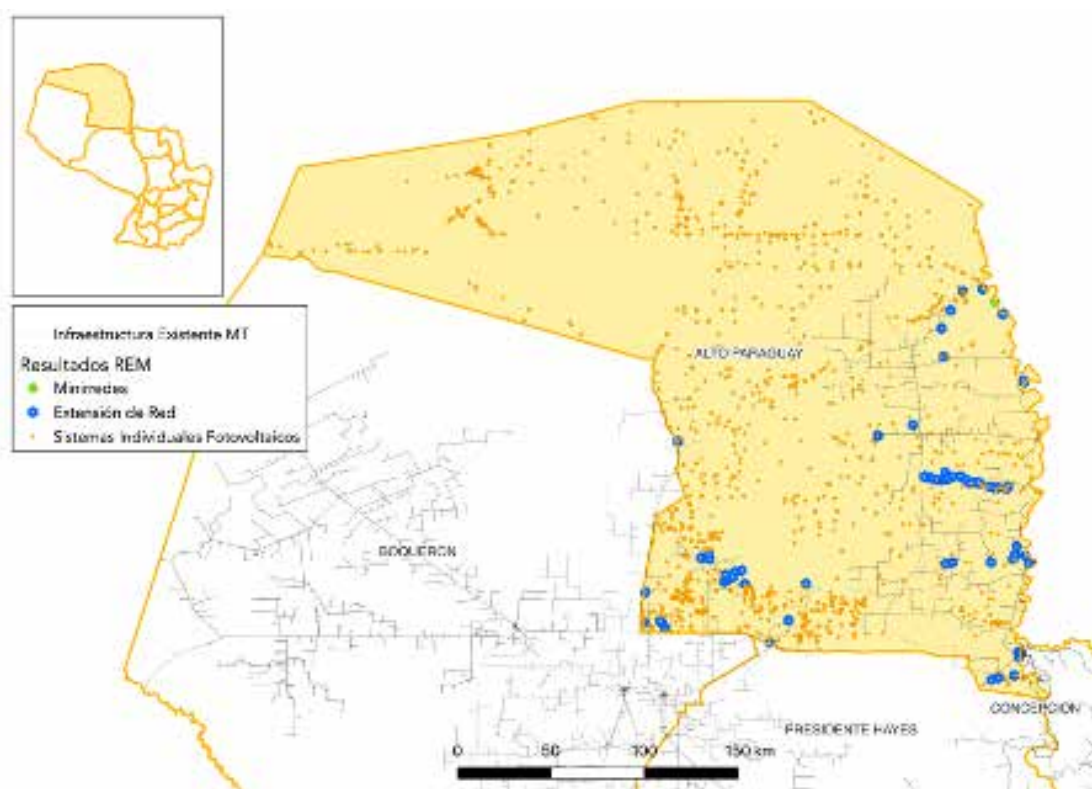


Figura 26: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Alto Paraguay.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 200 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.15 y 0.60 USD/kWh.

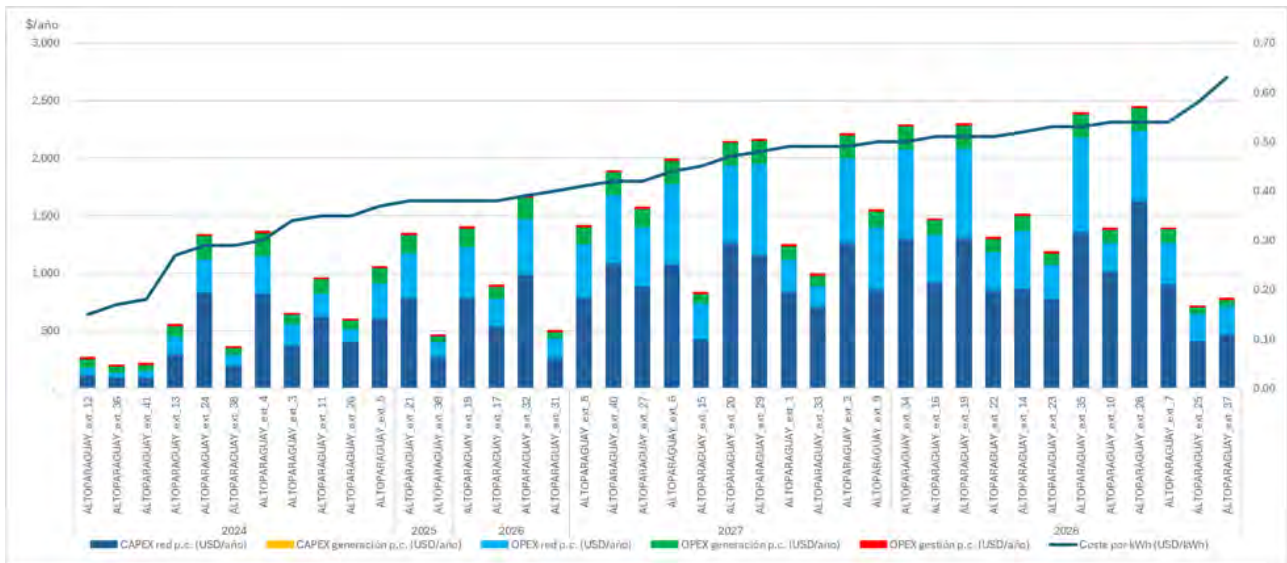


Figura 27: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento Alto Paraguay.

La inversión por proyecto oscila entre 10,000 y 600,000 USD.

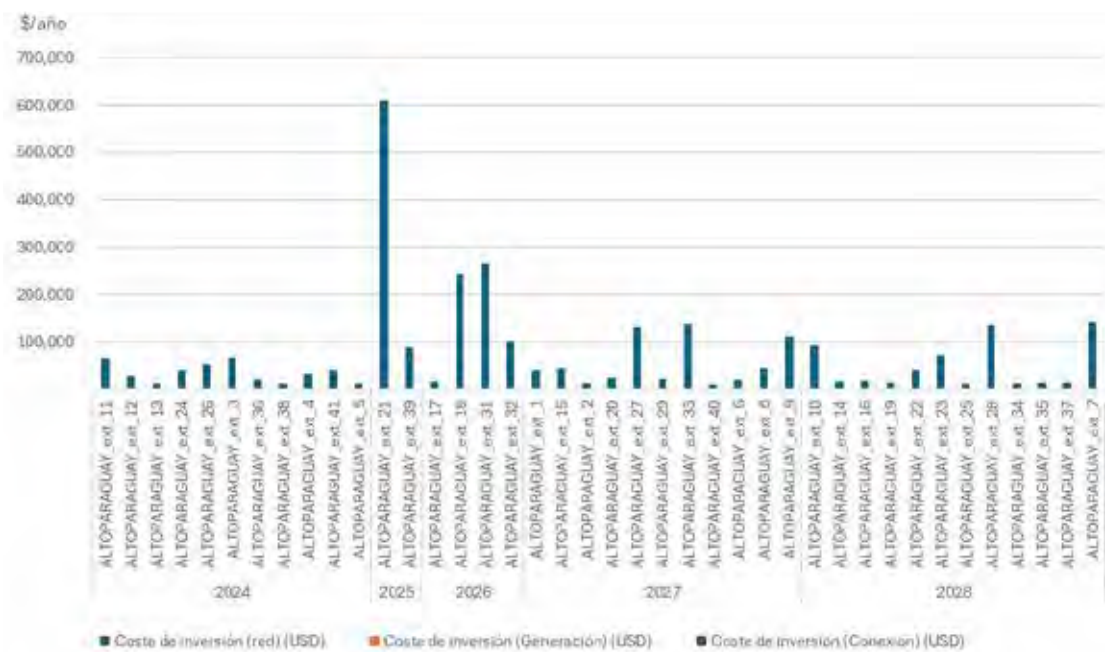


Figura 28: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio - Departamento Alto Paraguay.

5.5 Implementación en el departamento de Alto Paraná

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación Rural - Acceso Universal 2028 para el departamento Alto Paraná podemos observar que se implementarán 510 proyectos de extensión de red.

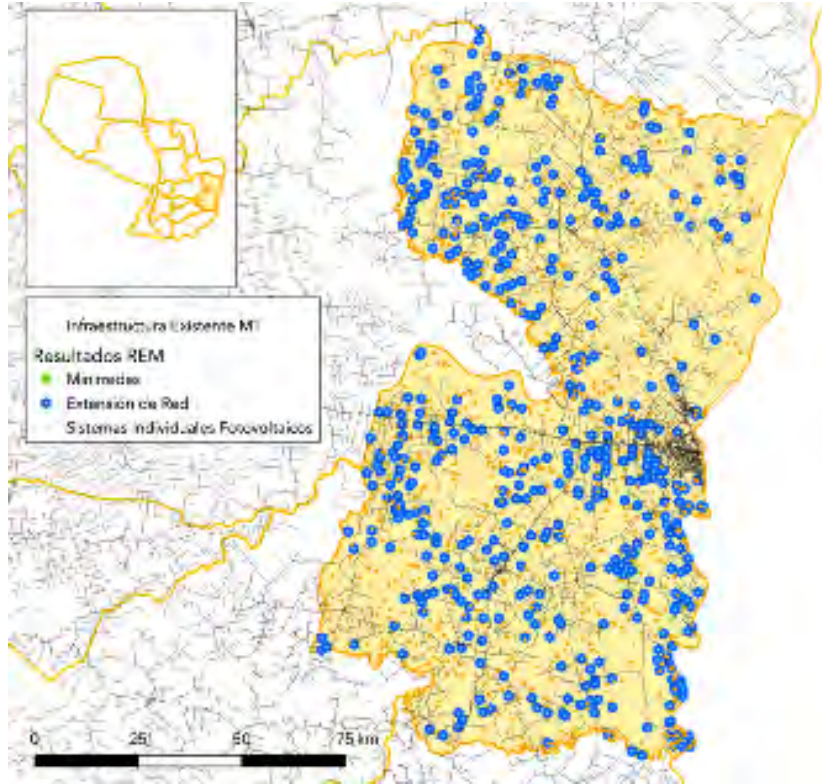


Figura 29: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación Rural - Acceso Universal 2028 – Departamento Alto Paraná.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 180 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.10 y 0.65 USD/kWh.

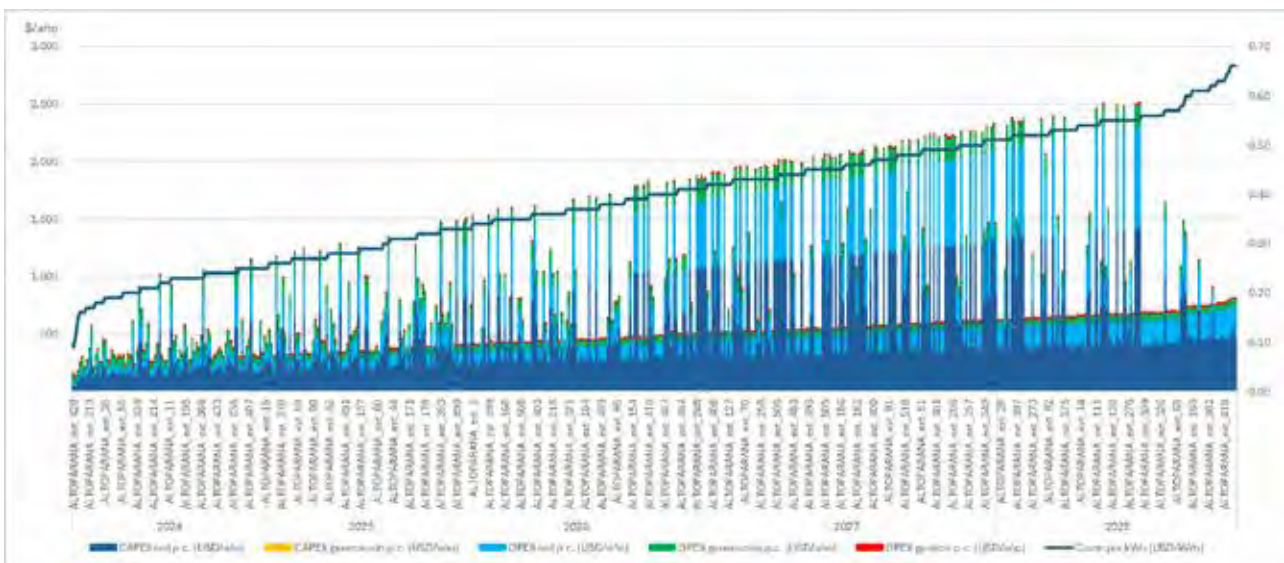


Figura 30: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Alto Paraná.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Alto Paraná, la hoja de ruta de los 510 proyectos de extensión de red puede verse en la Figura 31. La inversión por proyecto oscila entre 9,000 y 300,000 USD.

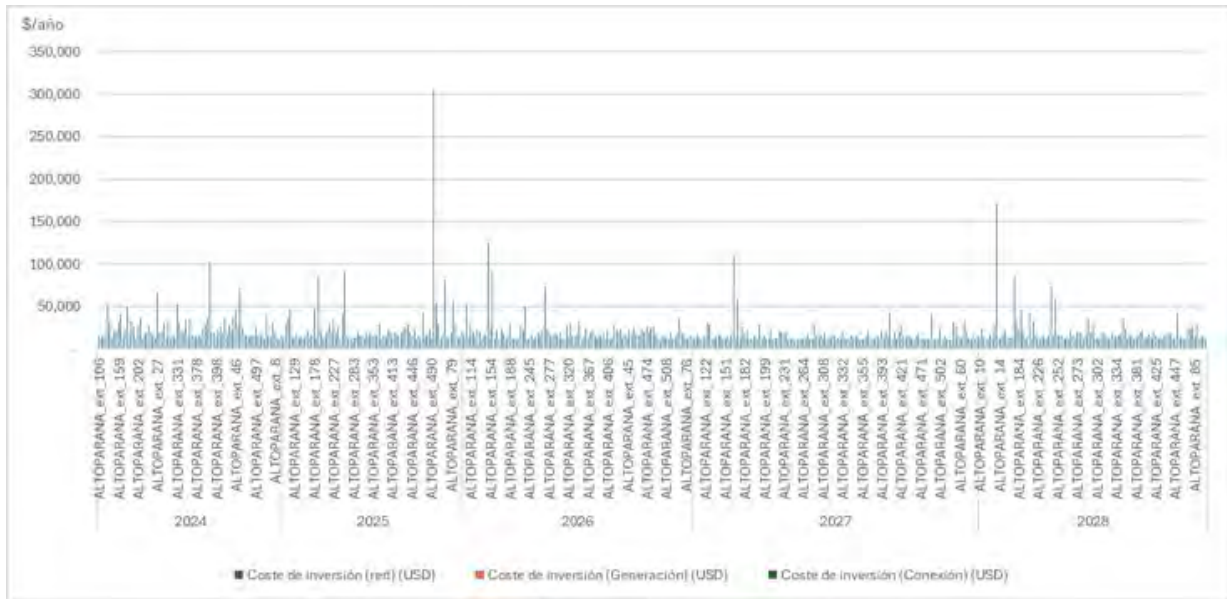


Figura 31: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Alto Paraná.

5.6 Implementación en el departamento de Amambay

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento de Amambay podemos observar que se implementarán 244 proyectos de extensión de red.

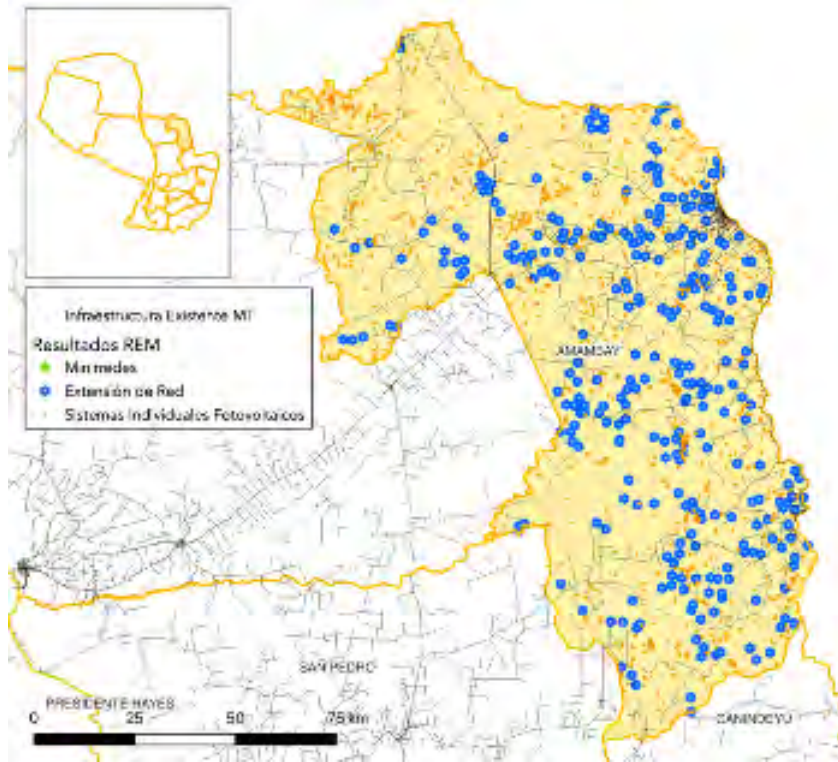


Figura 32: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Amambay.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 200 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.16 y 0.66 USD/kWh.

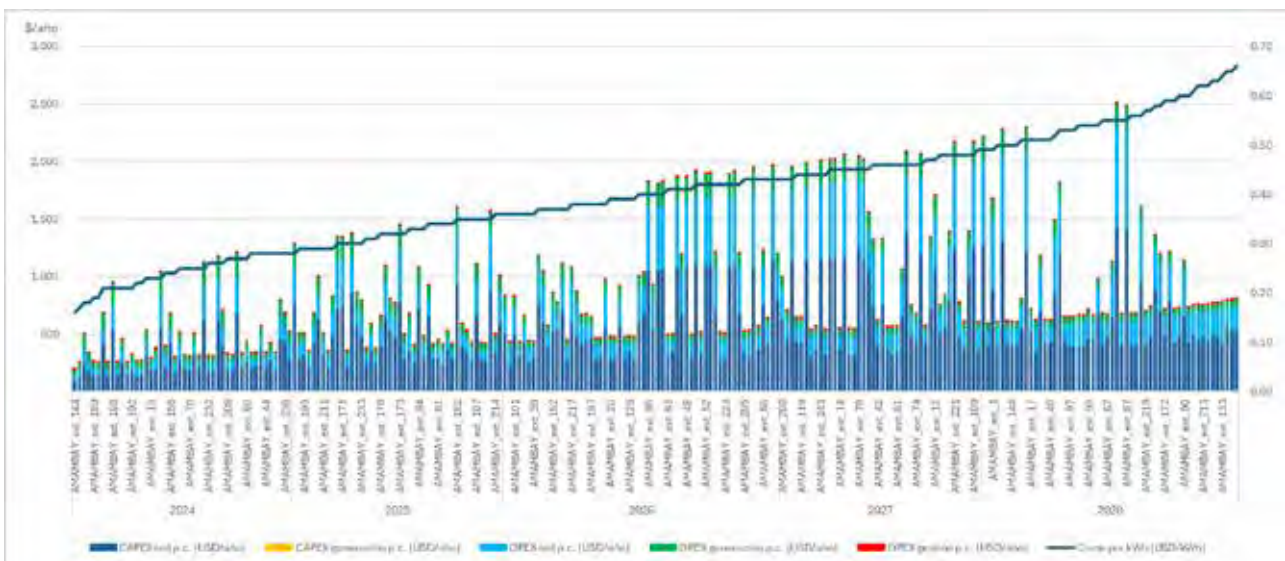


Figura 33: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Amambay.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Amambay, la hoja de ruta de los 244 proyectos de extensión de red puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,500 y 350,000 USD.

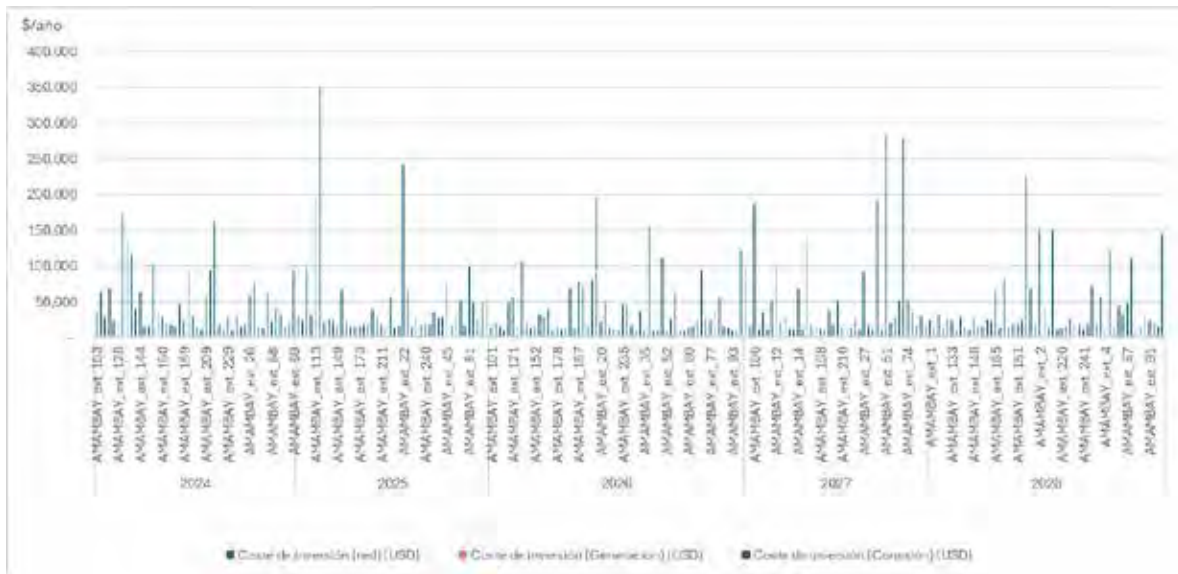


Figura 34: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Amambay.

5.7 Implementación en el departamento de Asunción

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Asunción podemos observar que se implementarán 2 proyectos de extensión de red.

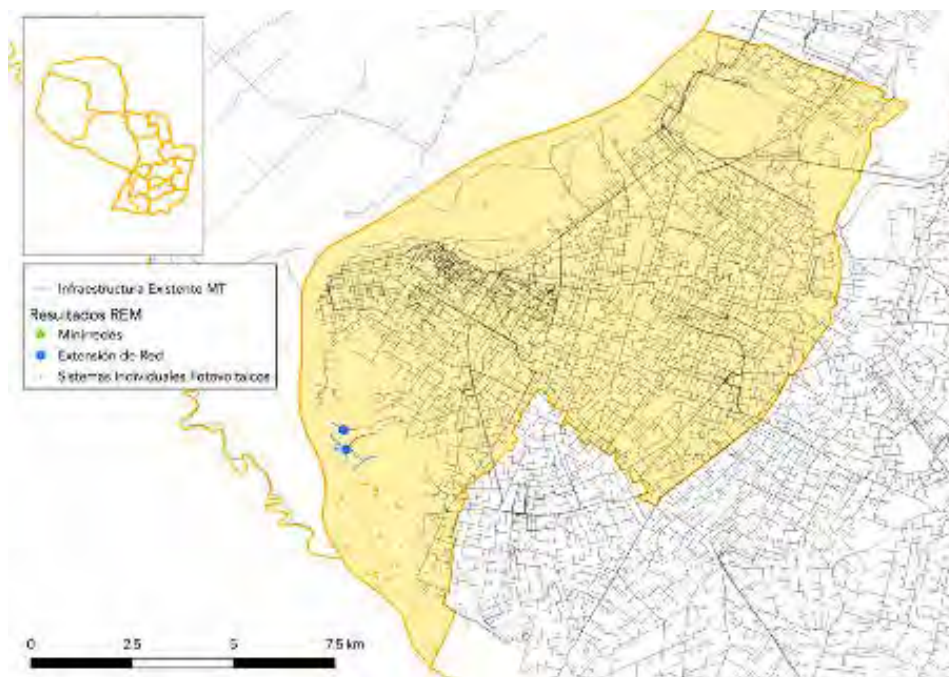


Figura 35: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Asunción.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 320 y 610 USD. El coste por unidad está entre 0.26 y 0.46 USD/kWh.

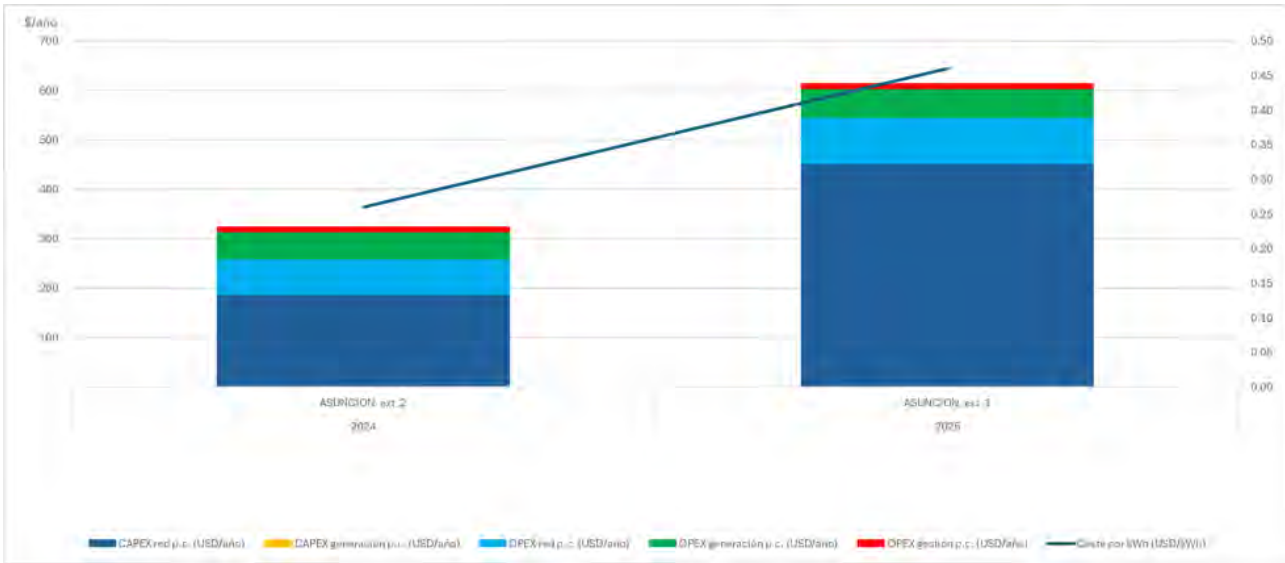


Figura 36: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento Asunción.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Asunción, la hoja de ruta de los 2 proyectos puede verse en la Figura 37. La inversión por proyecto oscila entre 17,000 y 140,000 USD.

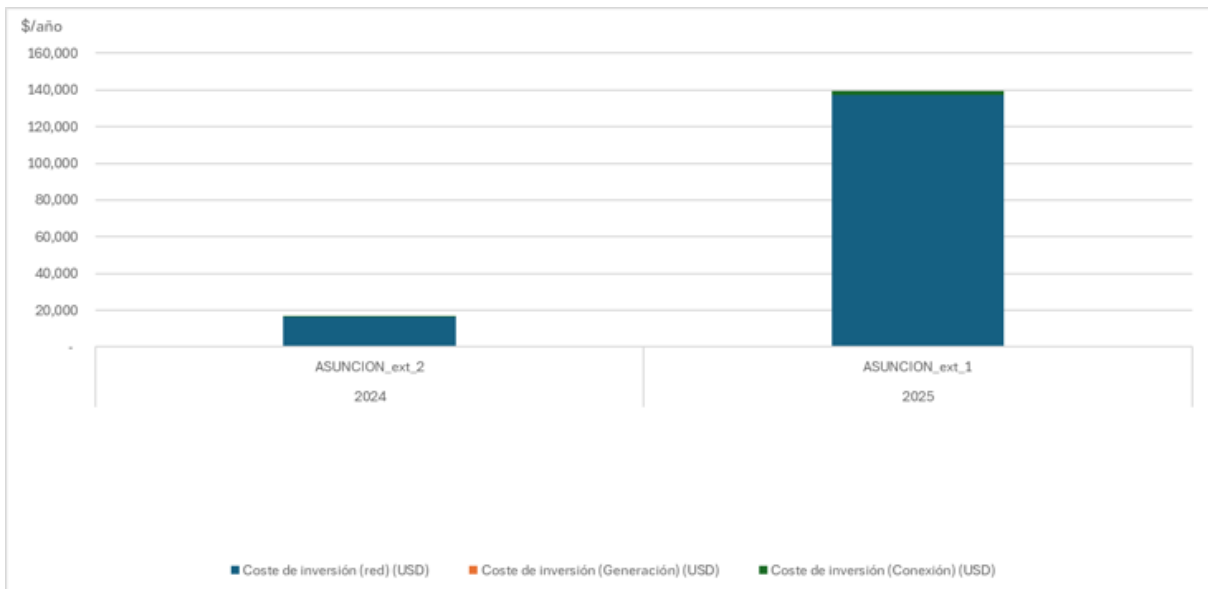


Figura 37: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento Asunción.

5.8 Implementación en el departamento de Boquerón

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento de Boquerón podemos observar que se implementarán 195 proyectos de extensión de red.

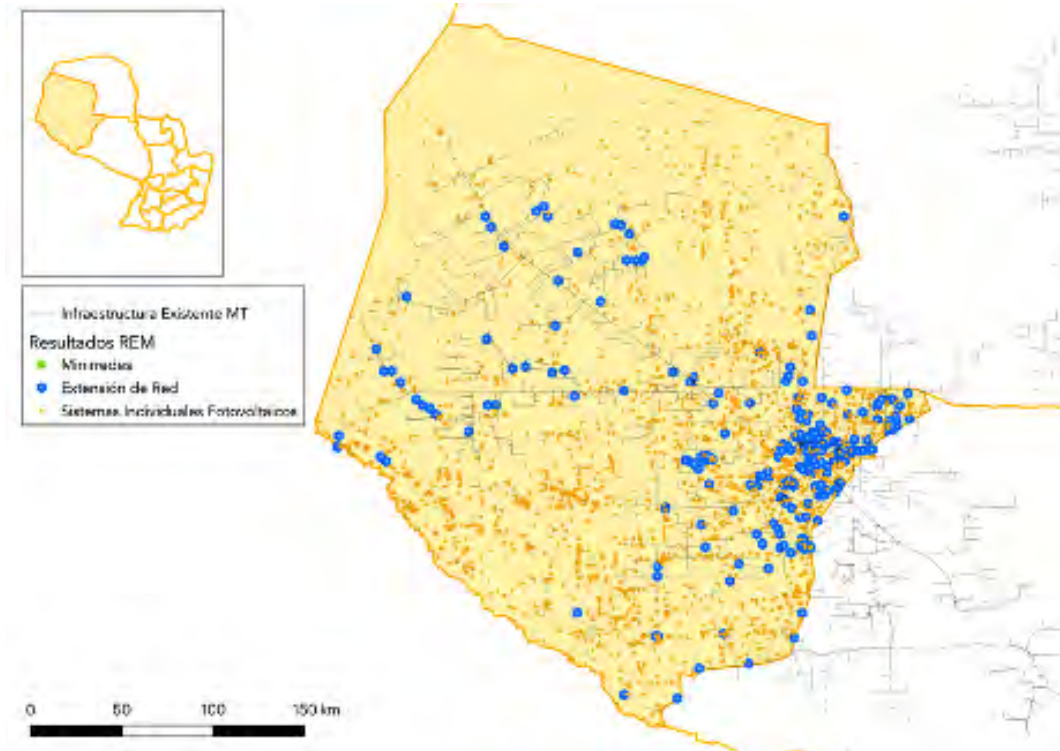


Figura 38: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Boquerón.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 200 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.16 y 0.66 USD/kWh.

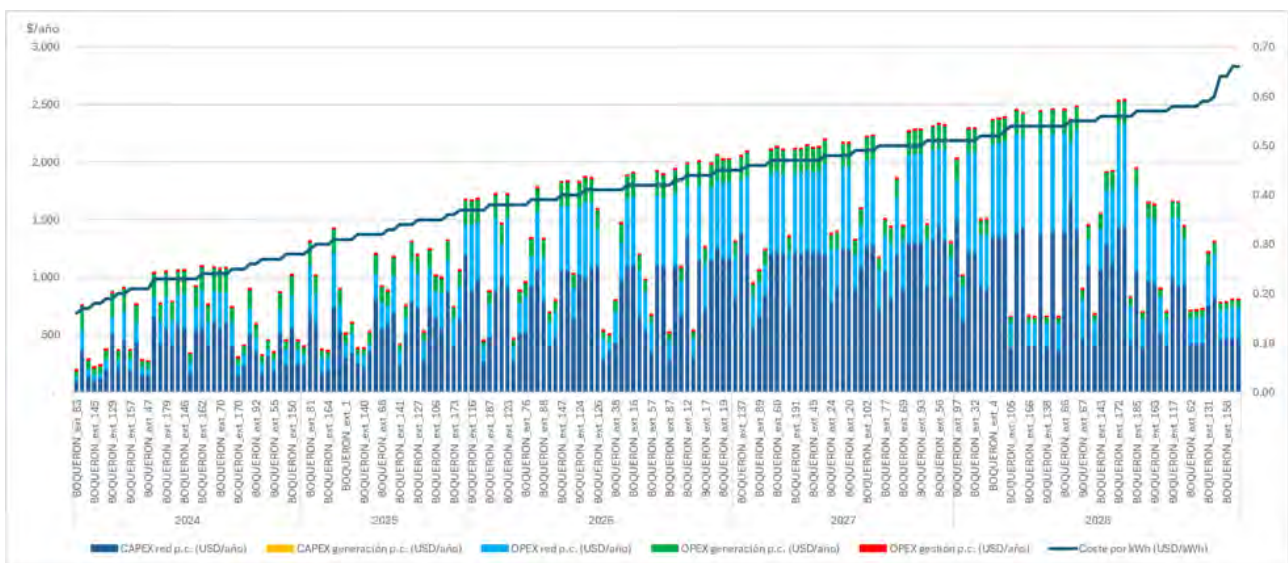


Figura 39: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Boquerón.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Boquerón, la hoja de ruta de los 195 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,600 y 453,000 USD.

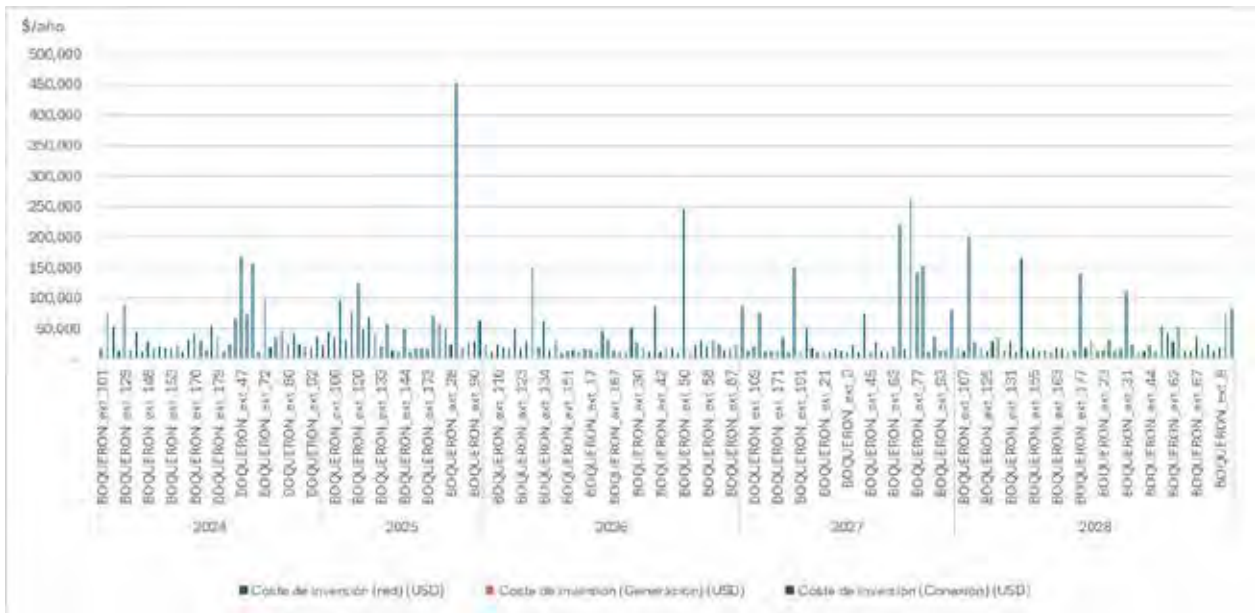


Figura 40: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio - Departamento de Boquerón.

5.9 Implementación en el departamento de Caaguazú

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Caaguazú, podemos observar que se implementarán 661 proyectos de extensión de red.

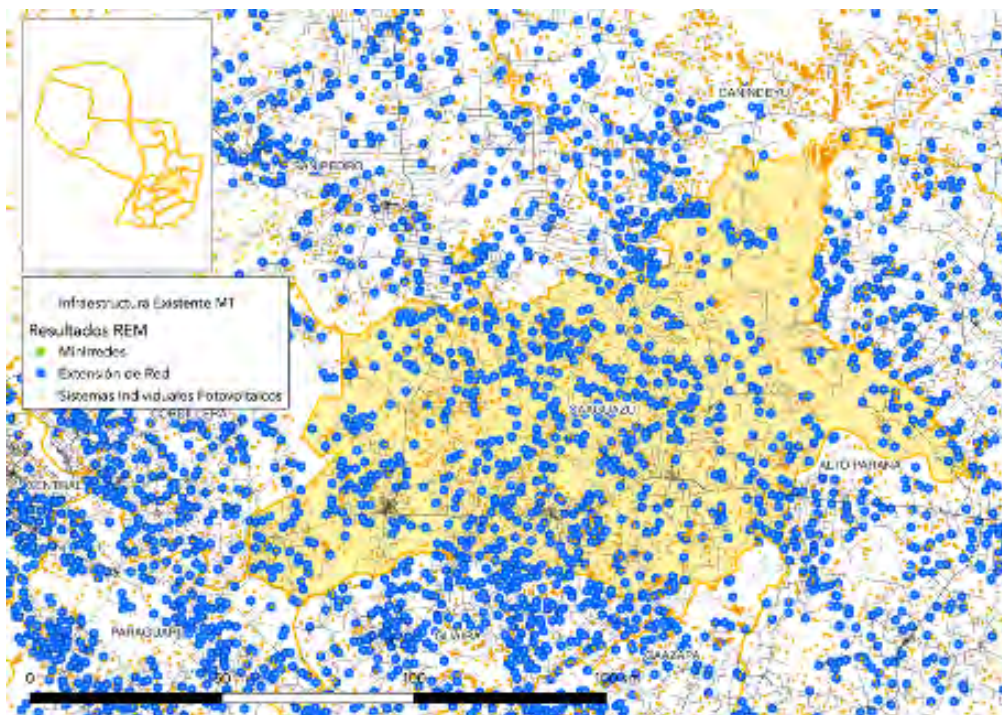


Figura 41: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Caaguazú.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 200 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.13 y 0.66 USD/kWh.

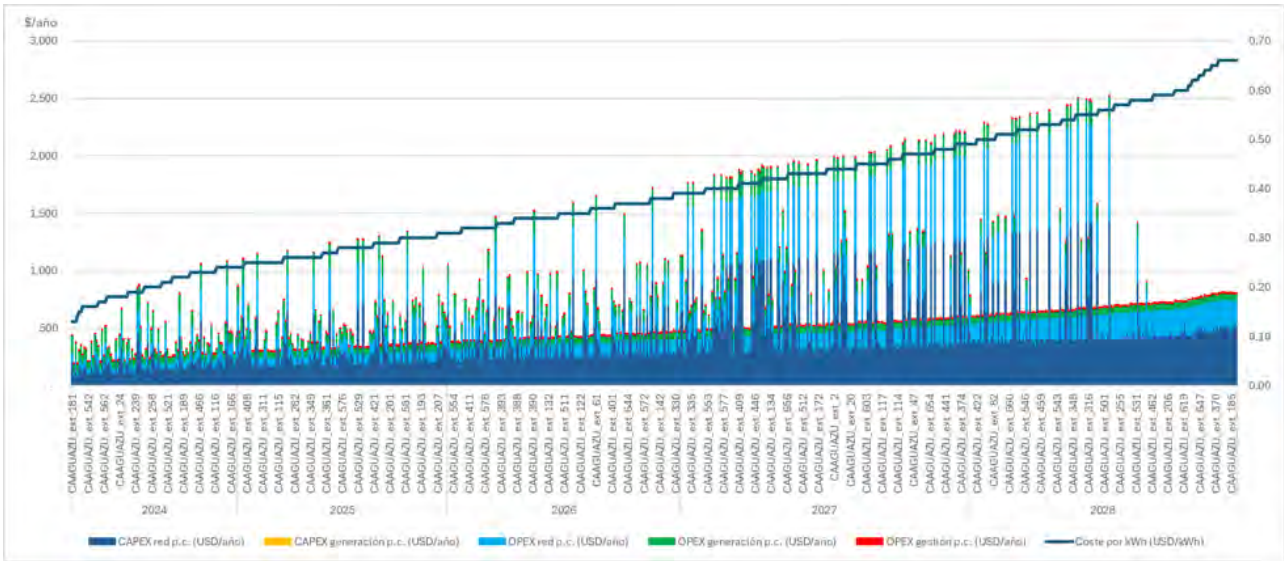


Figura 42: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Caaguazú.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Caaguazú, la hoja de ruta de los 661 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,300 y 157,000 USD.

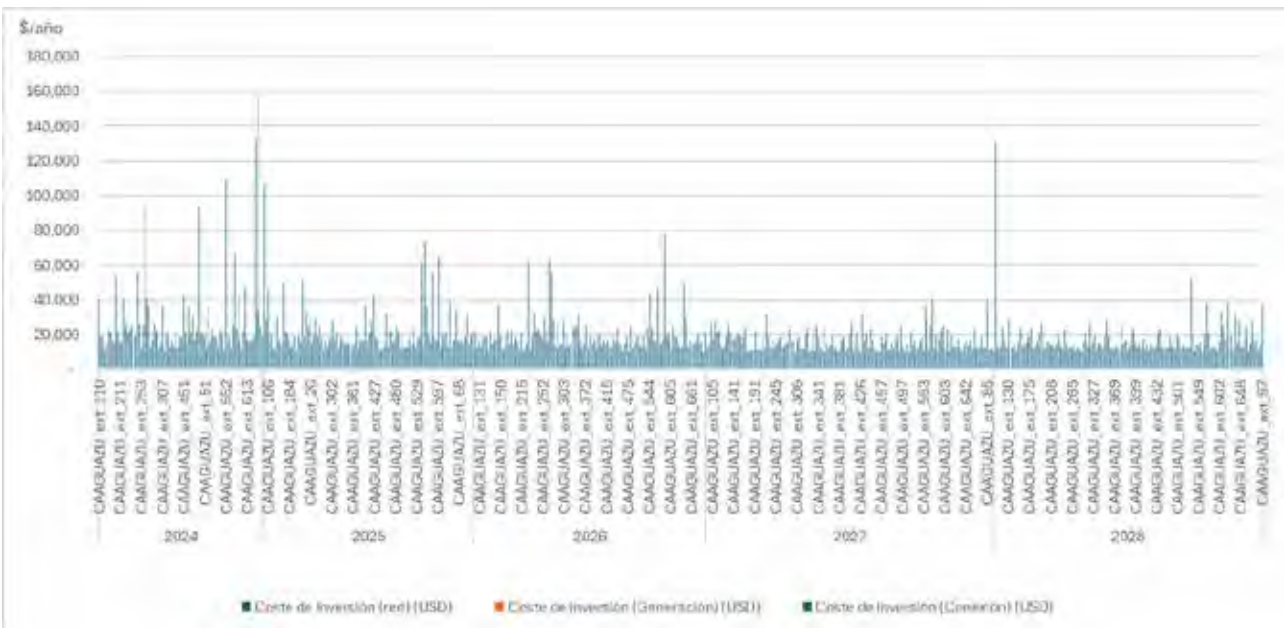


Figura 43: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio - Departamento de Caaguazú.

5.10 Implementación en el departamento de Caazapá

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Caazapá podemos observar que se implementarán 460 proyectos de extensión de red.

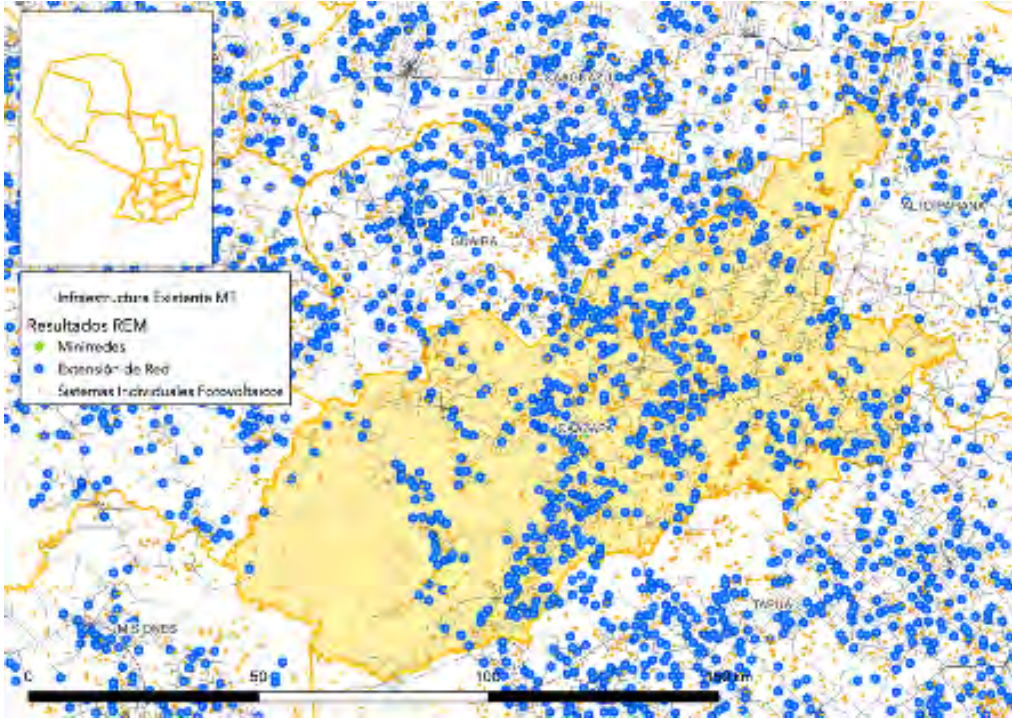


Figura 44: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Caazapá.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 240 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.15 y 0.66 USD/kWh.

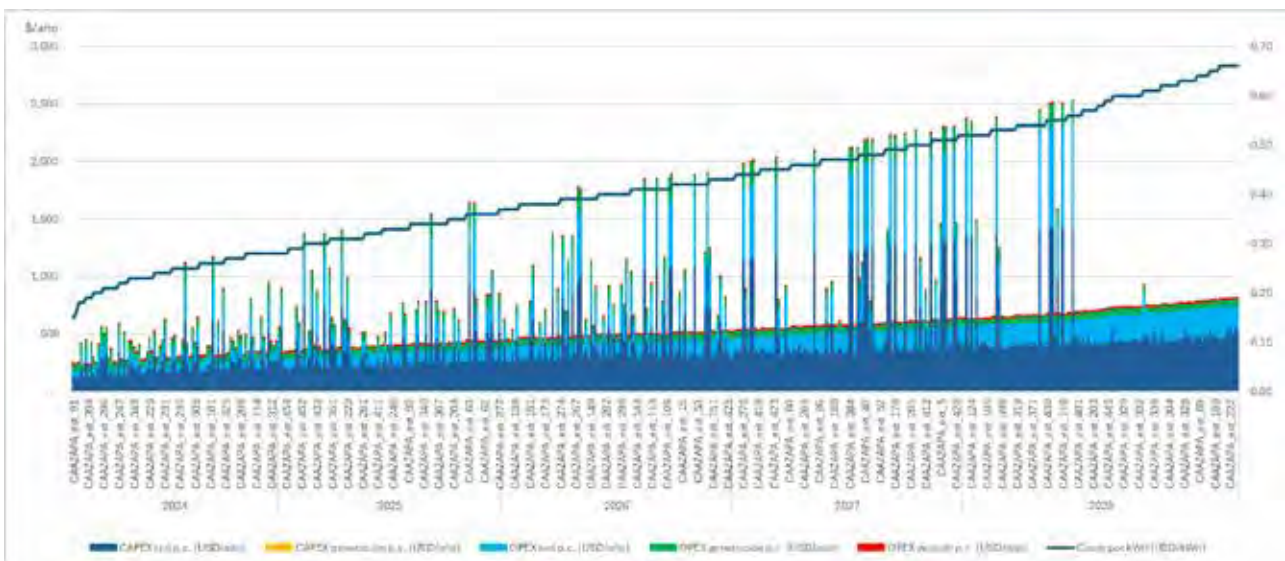


Figura 45: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Caazapá.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Caazapá, la hoja de ruta de los 460 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,300 y 170,000 USD.

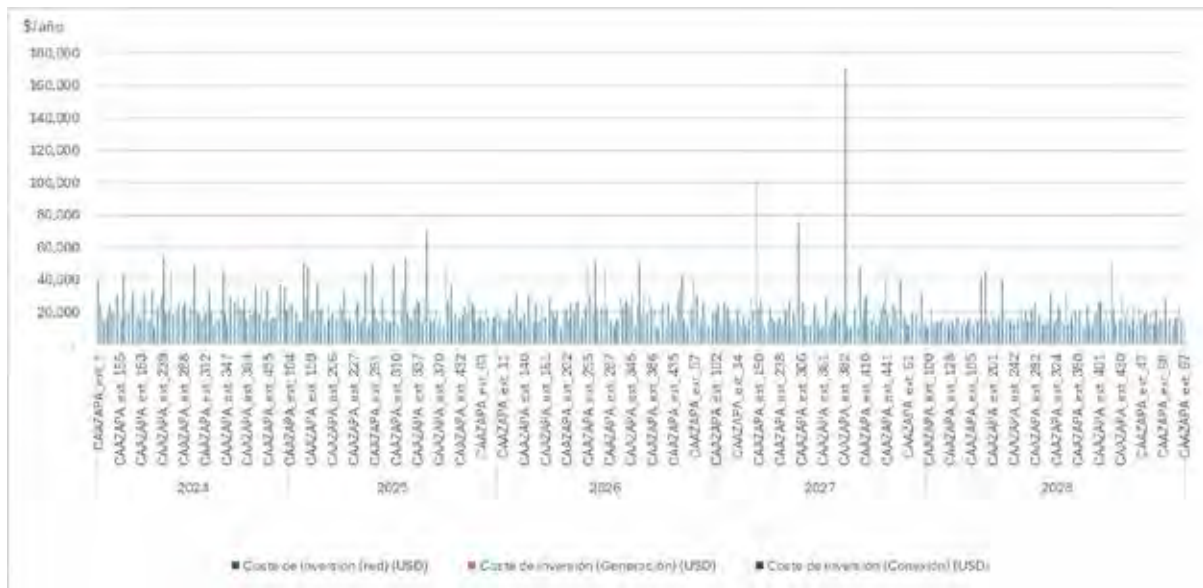


Figura 46: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio - Departamento de Caazapá.

5.11 Implementación en el departamento de Canindeyú

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Canindeyú podemos observar que se implementarán 358 proyectos de extensión de red.

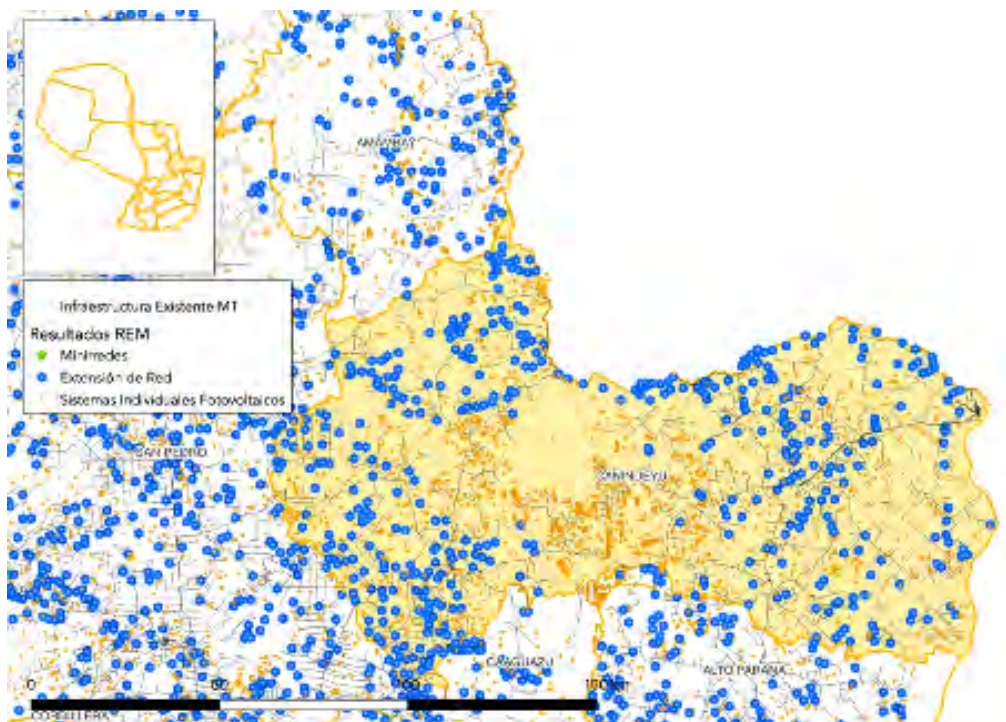


Figura 47: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Canindeyú.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 190 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.13 y 0.66 USD/kWh.

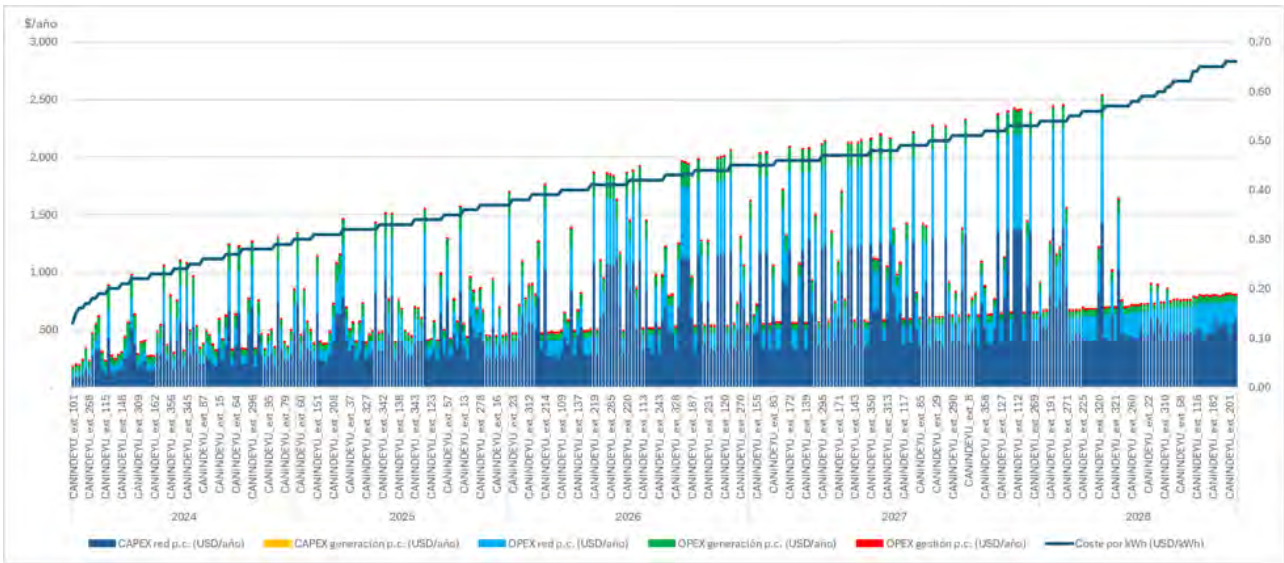


Figura 48: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Canindeyú.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Canindeyú, la hoja de ruta de los 358 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,300 y 495,000 USD.

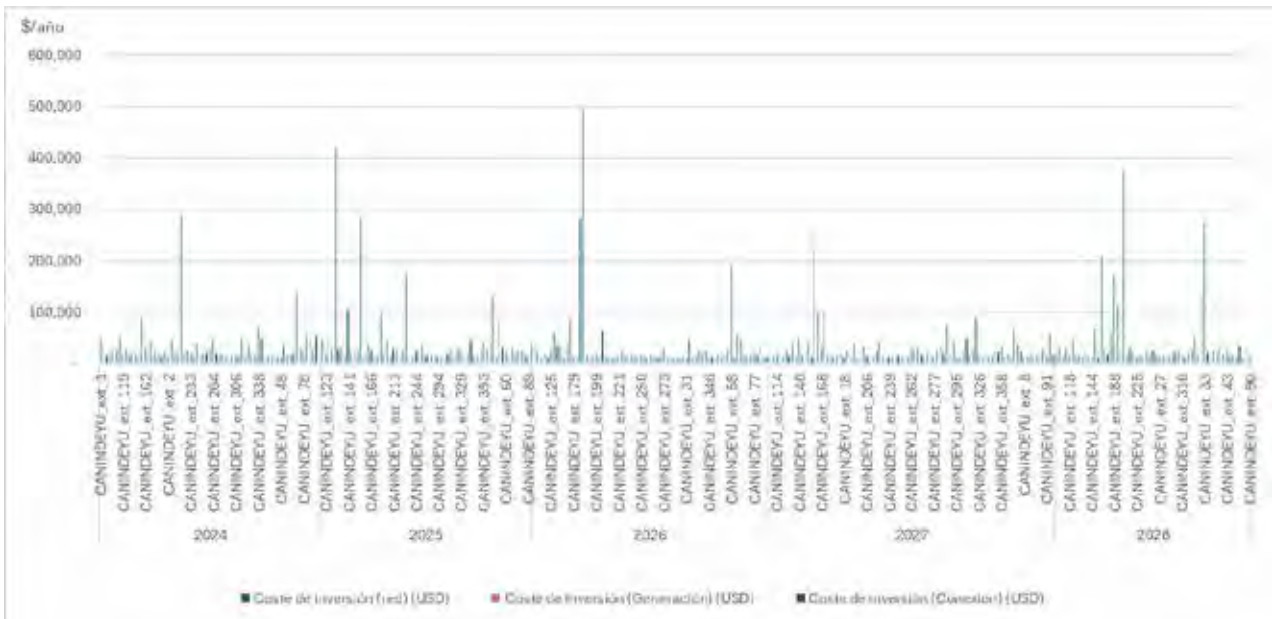


Figura 49: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Canindeyú.

5.12 Implementación en el departamento Central

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Central podemos observar que se implementarán 105 proyectos de extensión de red.

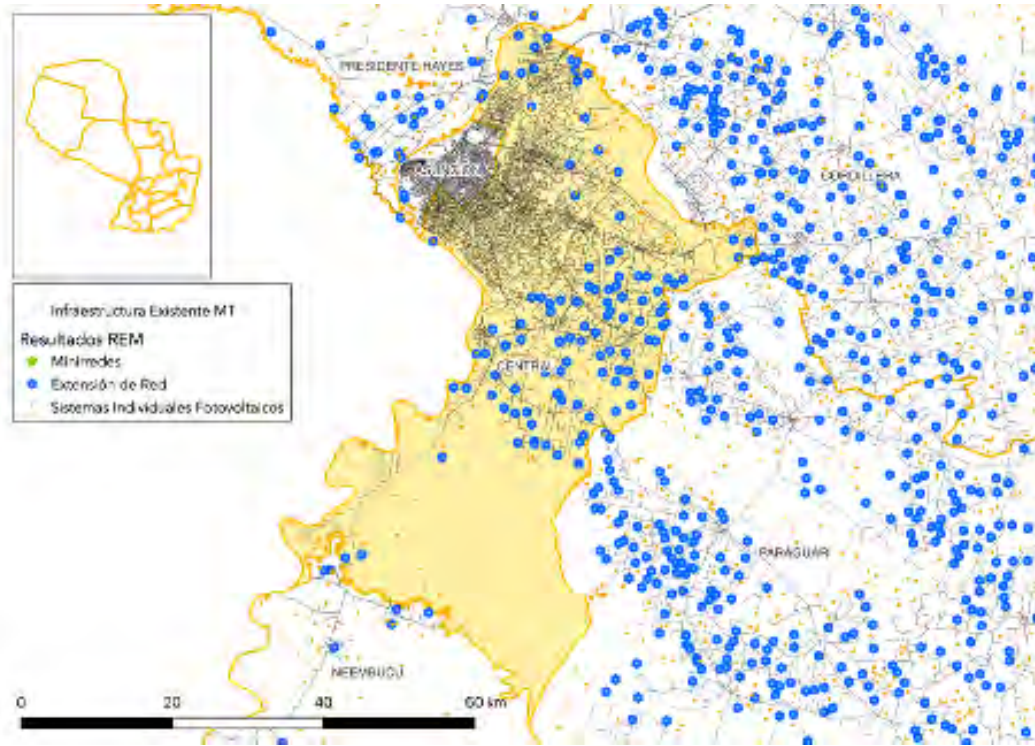


Figura 50: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Central.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 150 y 2,000 USD. El coste por unidad está entre 0.12 y 0.66 USD/kWh.

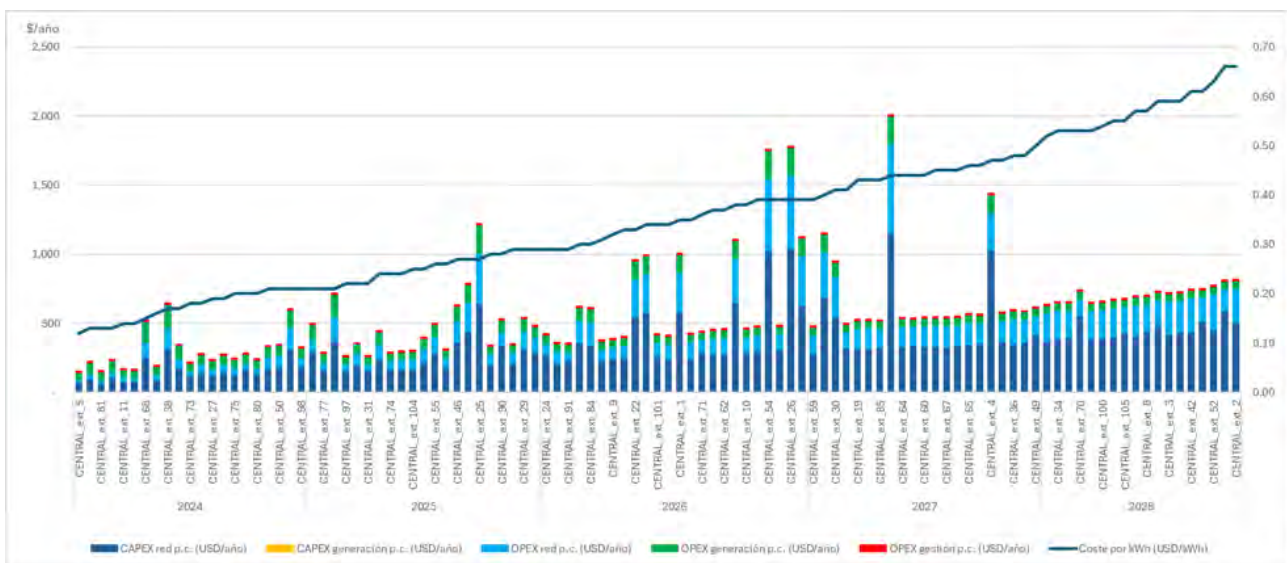


Figura 51: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento Central.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Central, la hoja de ruta de los 105 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,000 y 100,000 USD.

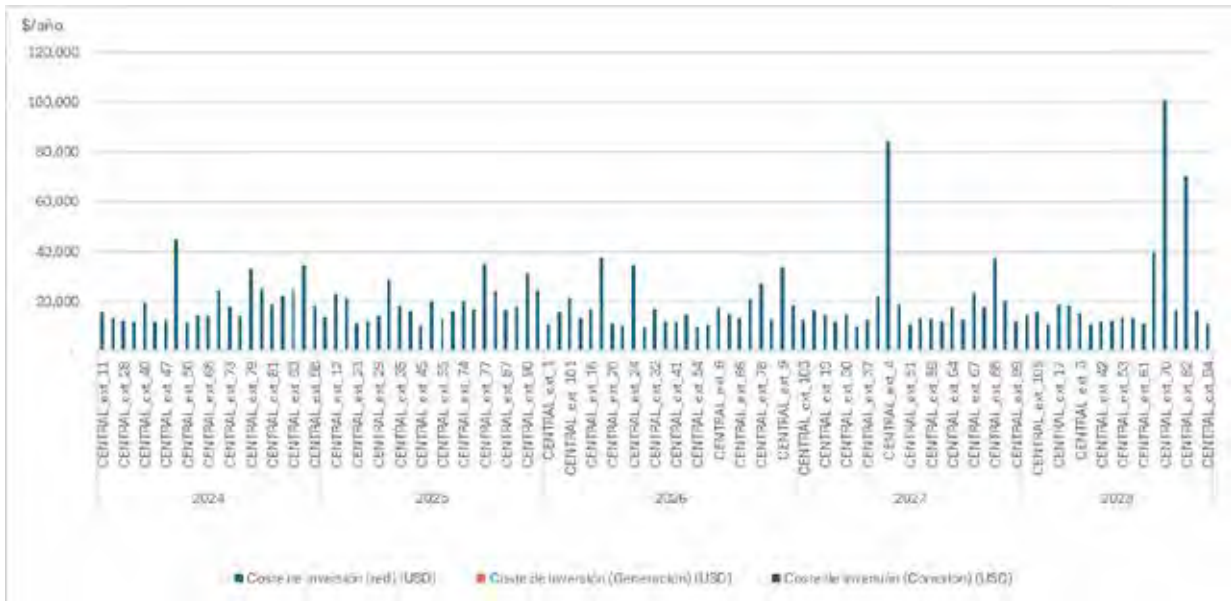


Figura 52: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento Central.

5.13 Implementación en el departamento de Concepción

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento de Concepción podemos observar que se implementarán 338 proyectos de extensión de red.

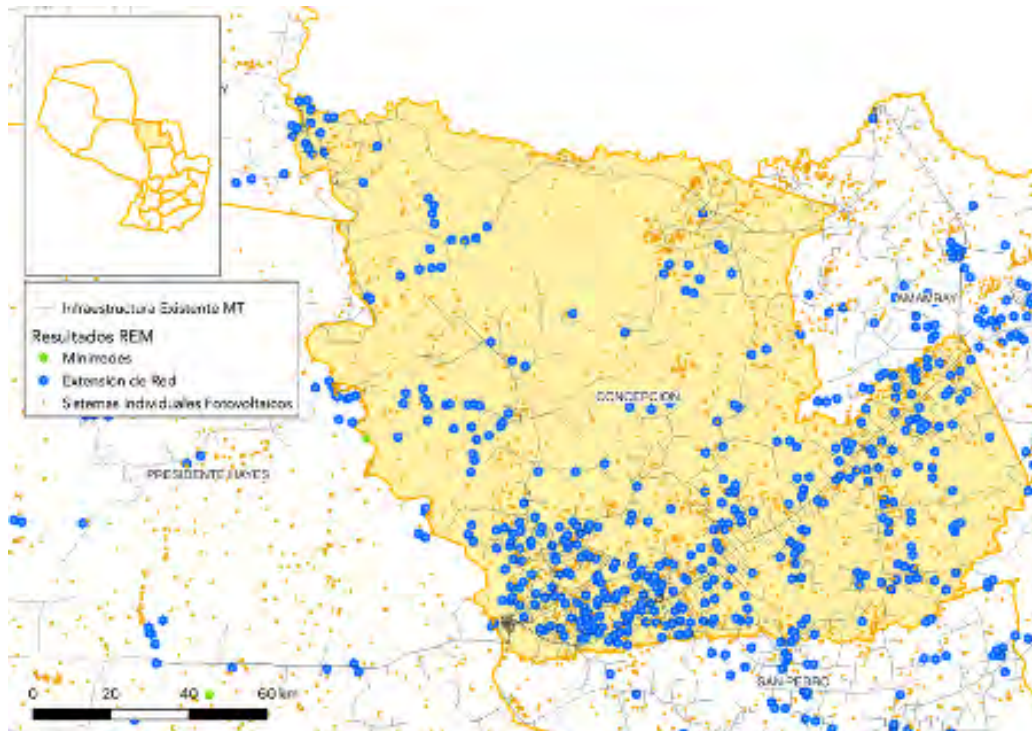


Figura 53: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Concepción.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 200 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.17 y 0.66 USD/kWh.

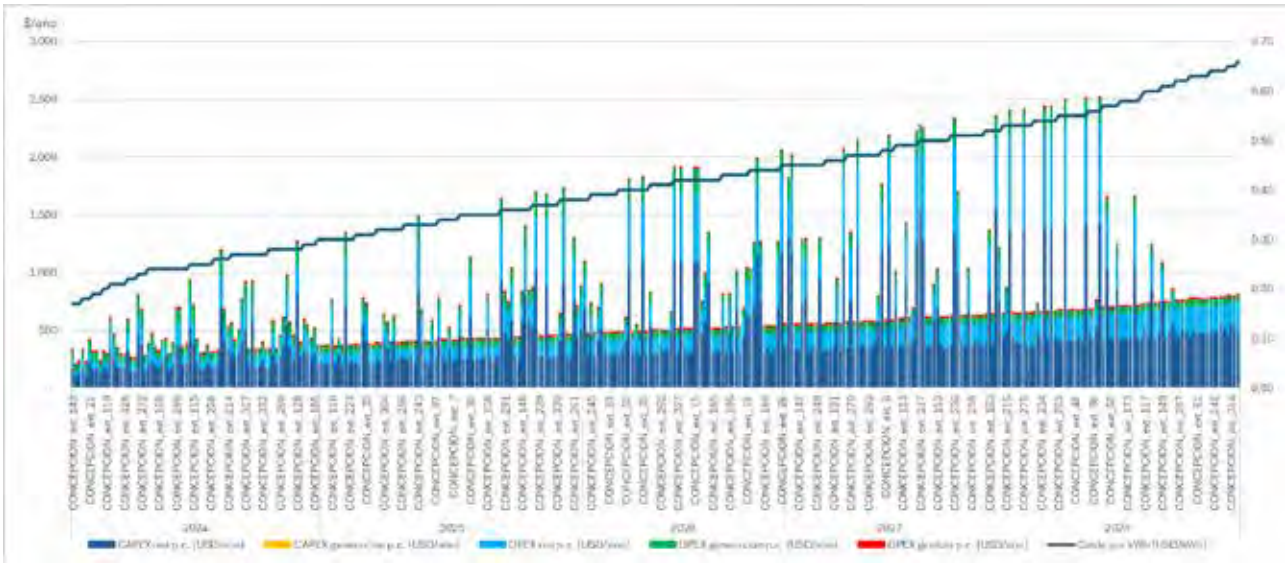


Figura 54: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Concepción.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Concepción, la hoja de ruta de los 338 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,500 y 330,000 USD.

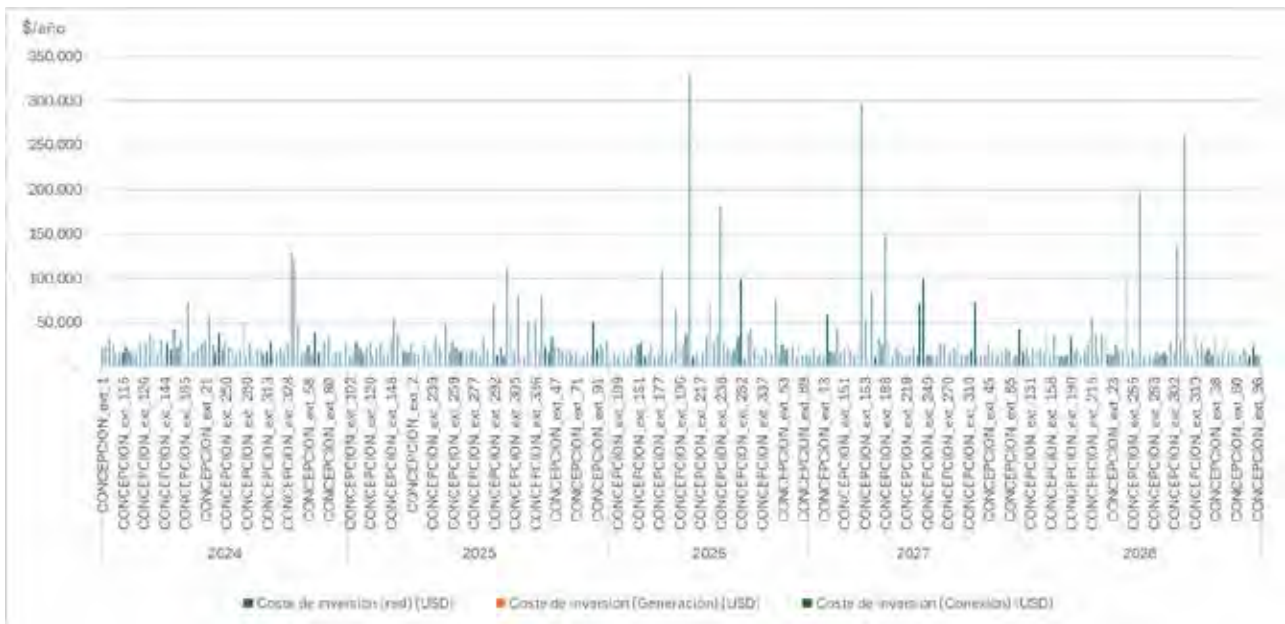


Figura 55: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Concepción.

5.14 Implementación en el departamento de Cordillera

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Cordillera podemos observar que se implementarán 282 proyectos de extensión de red.

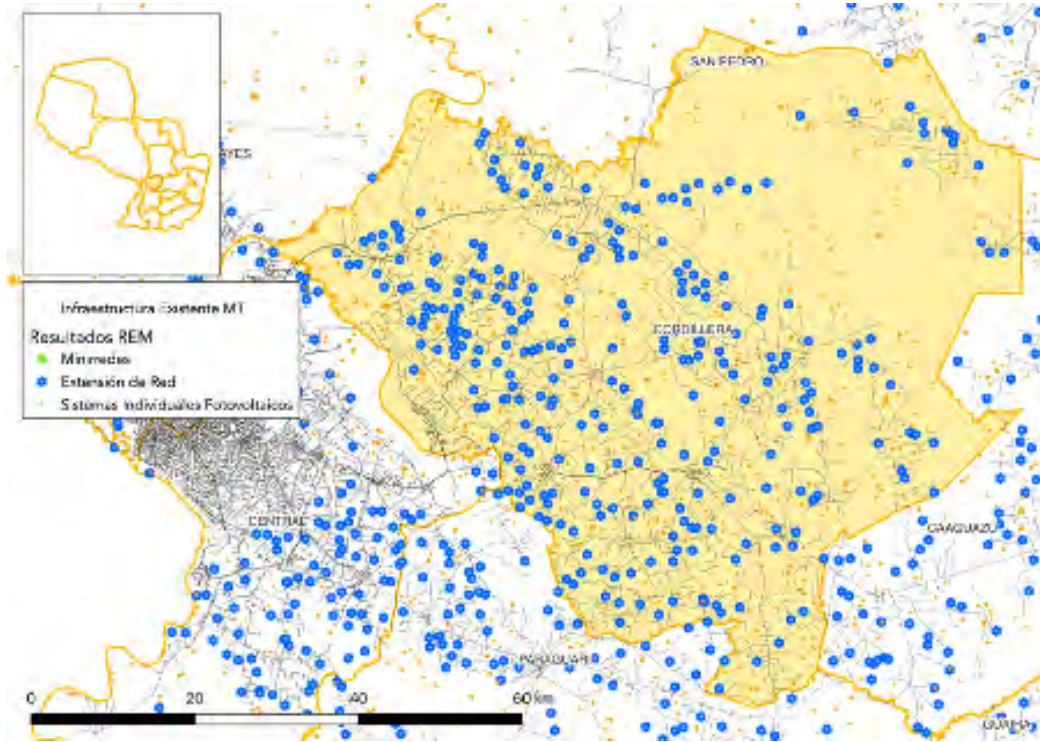


Figura 56: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Cordillera.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 230 y 2,400 USD. El coste por unidad está entre 0.14 y 0.66 USD/kWh.

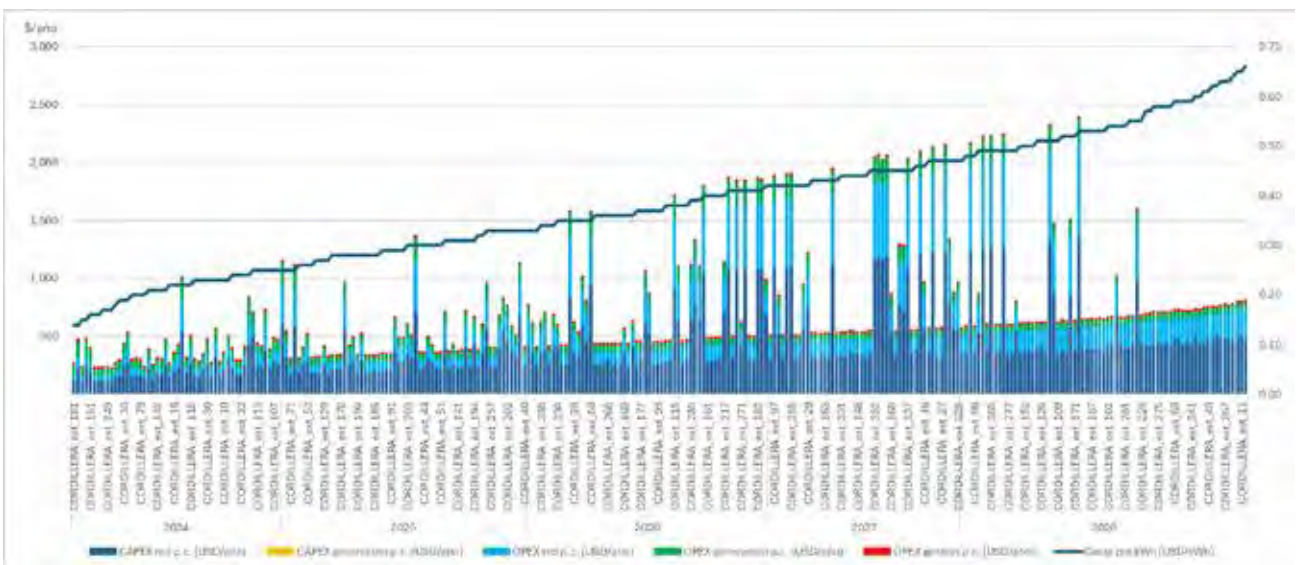


Figura 57: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Cordillera.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Cordillera, la hoja de ruta de los 282 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,500 y 250,000 USD.

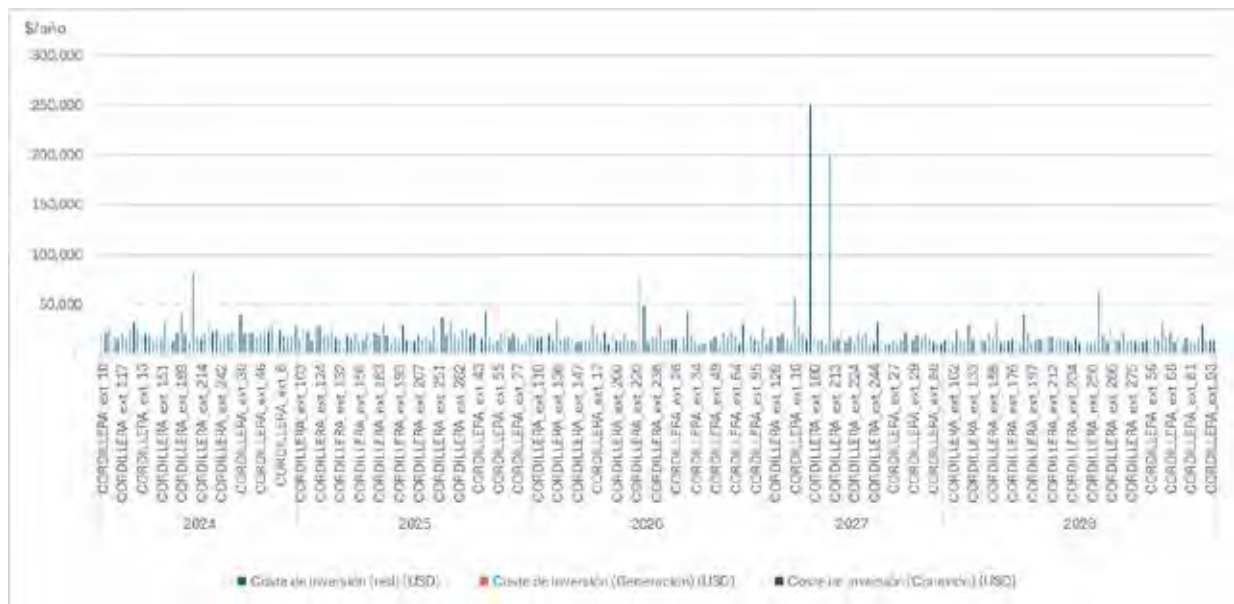


Figura 58: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Cordillera.

5.15 Implementación en el departamento de Guairá

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento de Guairá podemos observar que se implementarán 293 proyectos de extensión de red.

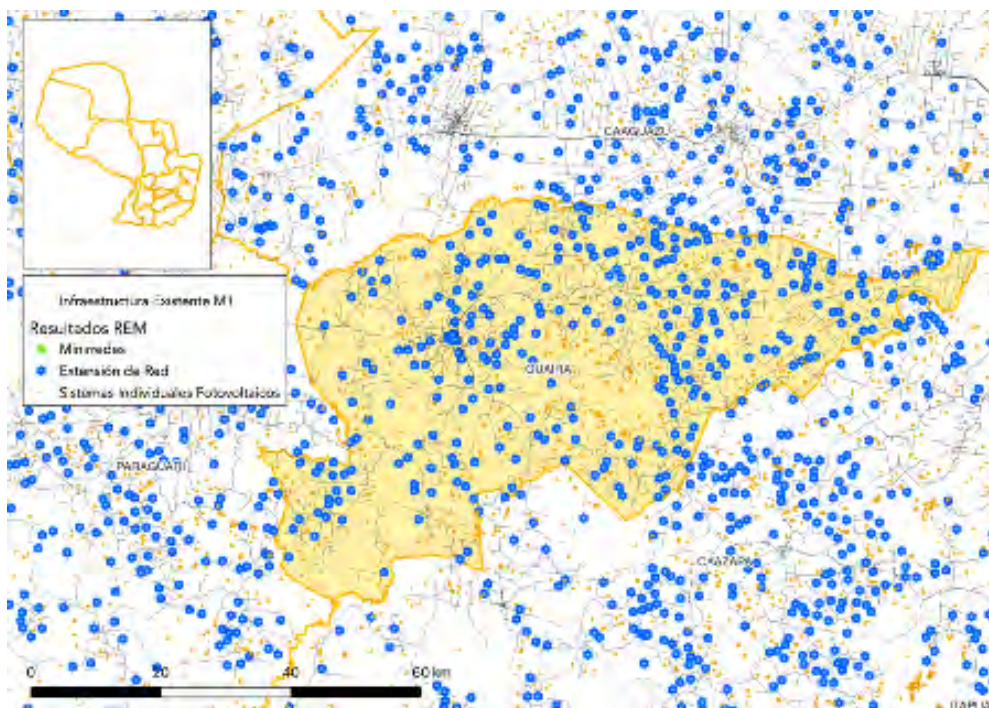


Figura 59: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Guairá.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 140 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.06 y 0.65 USD/kWh.

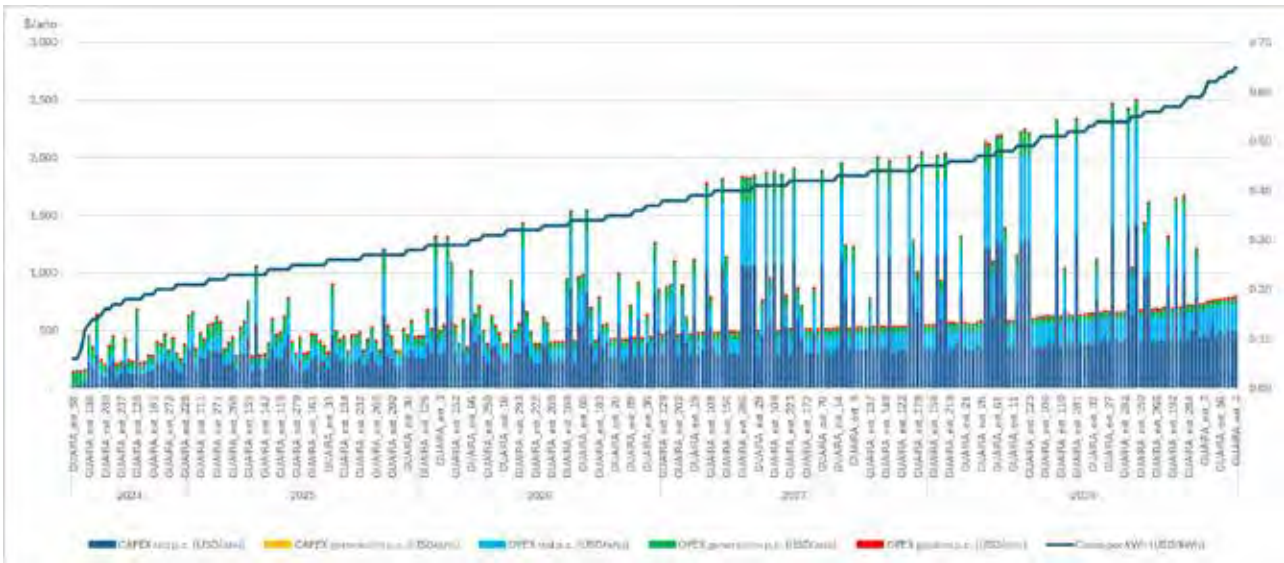


Figura 60: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Guairá.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Guairá, la hoja de ruta de los 293 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,400 y 400,000 USD.

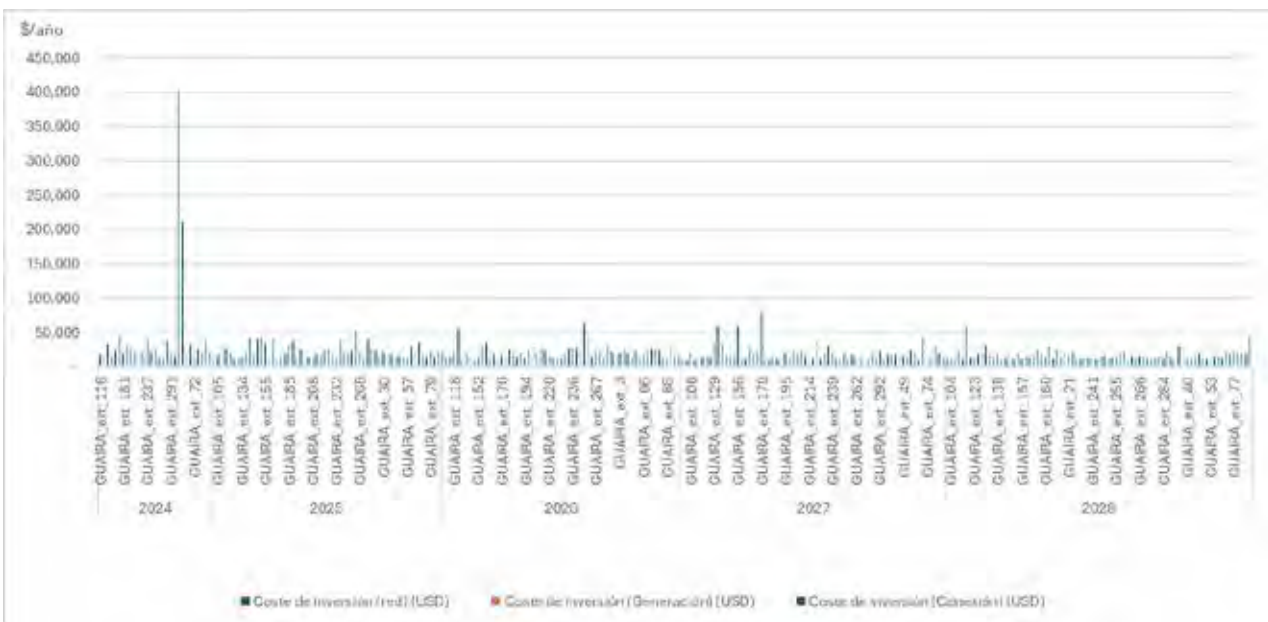


Figura 61: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio - Departamento de Guairá.

5.16 Implementación en el departamento de Itapúa

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Itapúa podemos observar que se implementarán 996 proyectos de extensión de red.

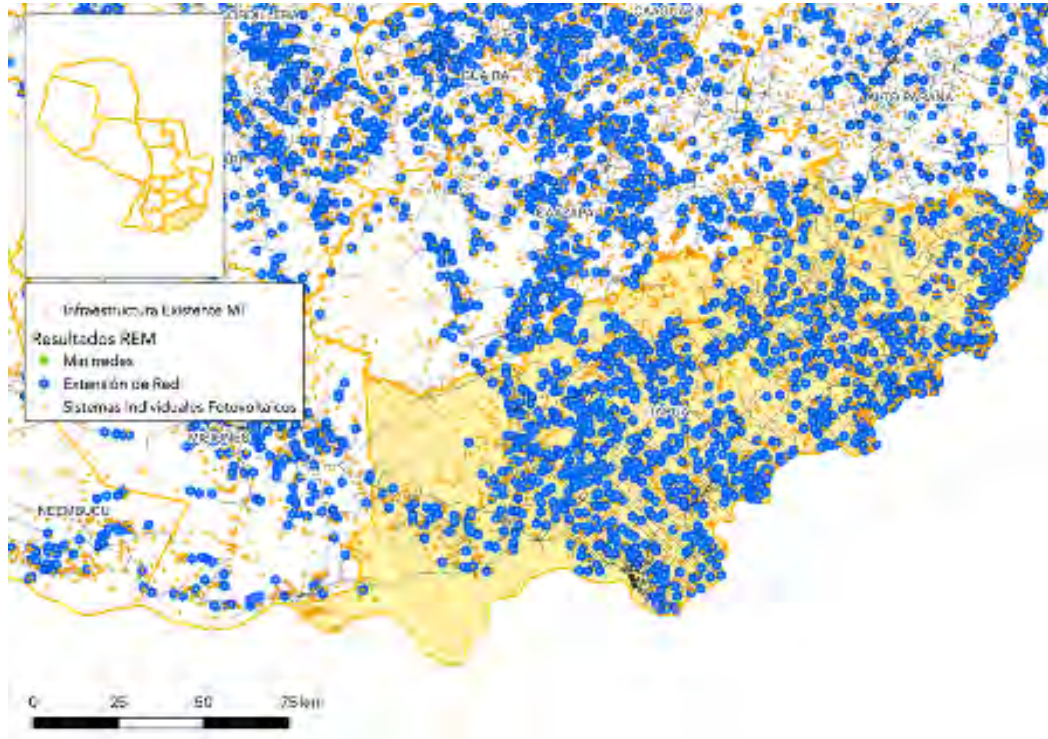


Figura 62: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento de Itapúa.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 100 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.08 y 0.66 USD/kWh.

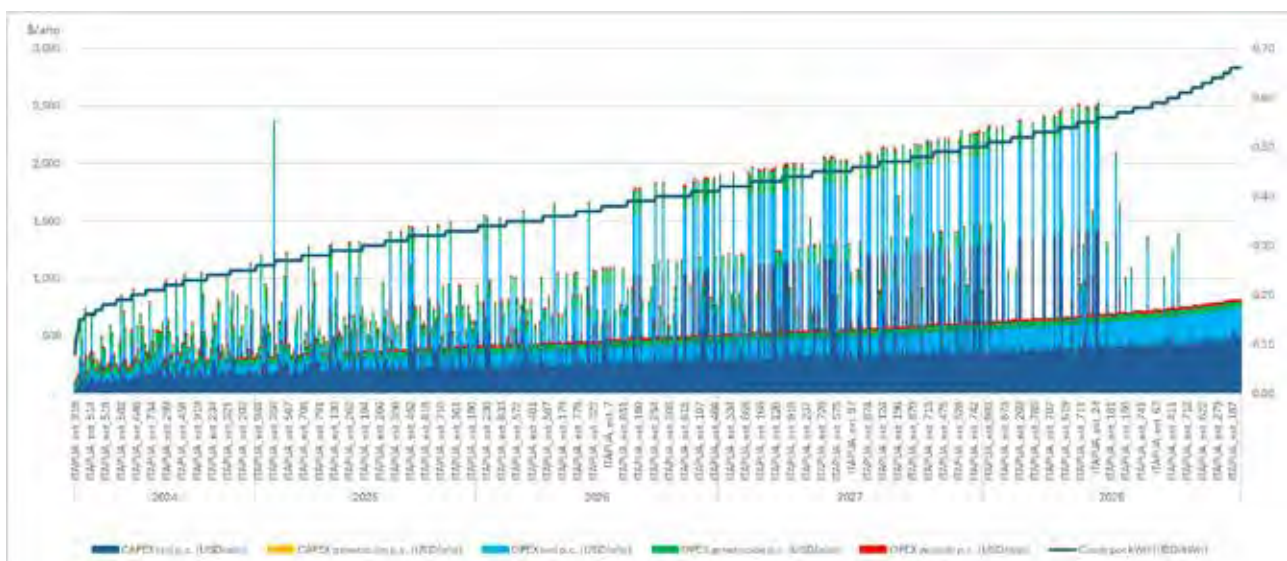


Figura 63: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Itapúa.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Itapúa, la hoja de ruta de los 996 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,300 y 230,000 USD.

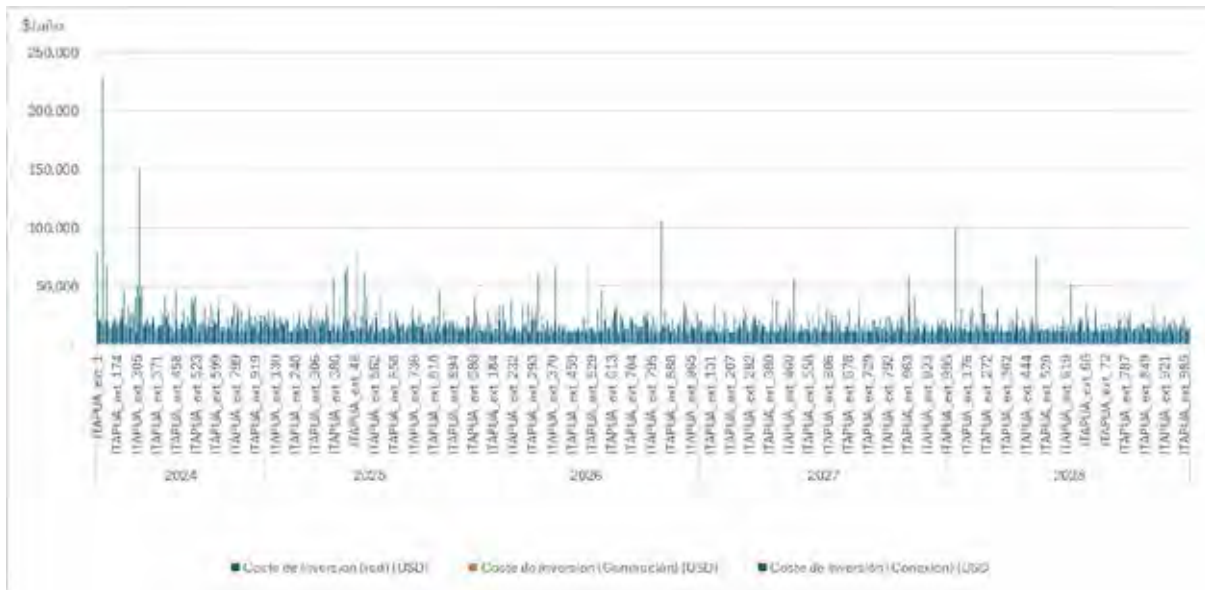


Figura 64: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Itapúa.

5.17 Implementación en el departamento de Misiones

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Misiones podemos observar que se implementarán 178 proyectos de extensión de red.

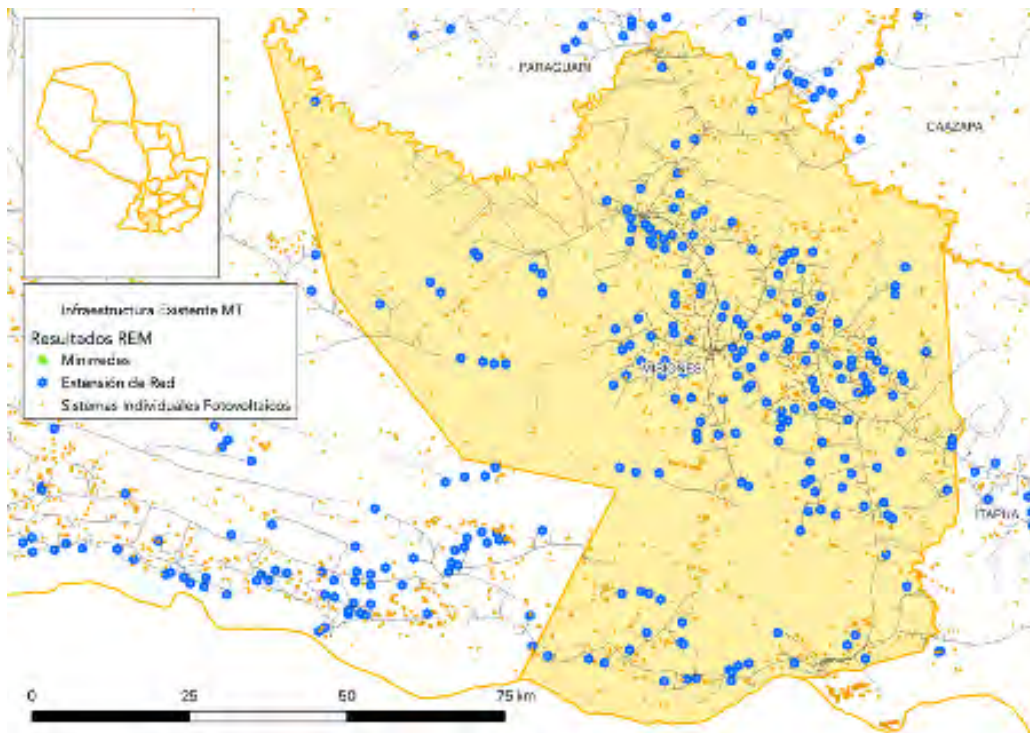


Figura 65: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Misiones.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 230 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.18 y 0.66 USD/kWh.

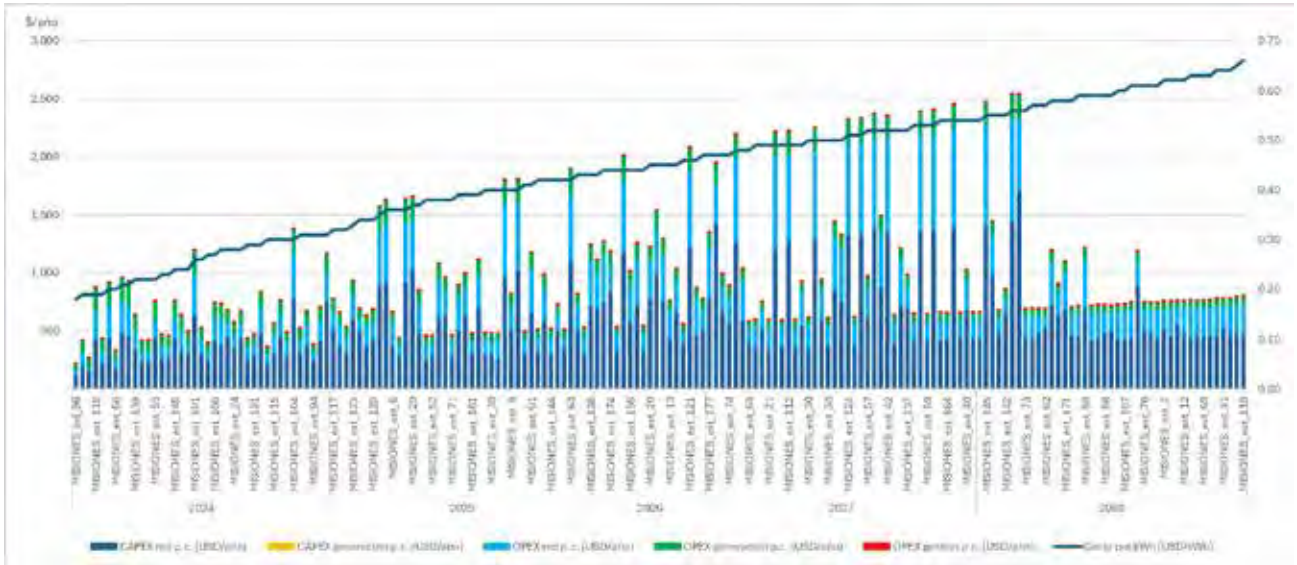


Figura 66: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Misiones.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Misiones, la hoja de ruta de los 178 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 11,000 y 204,000 USD.

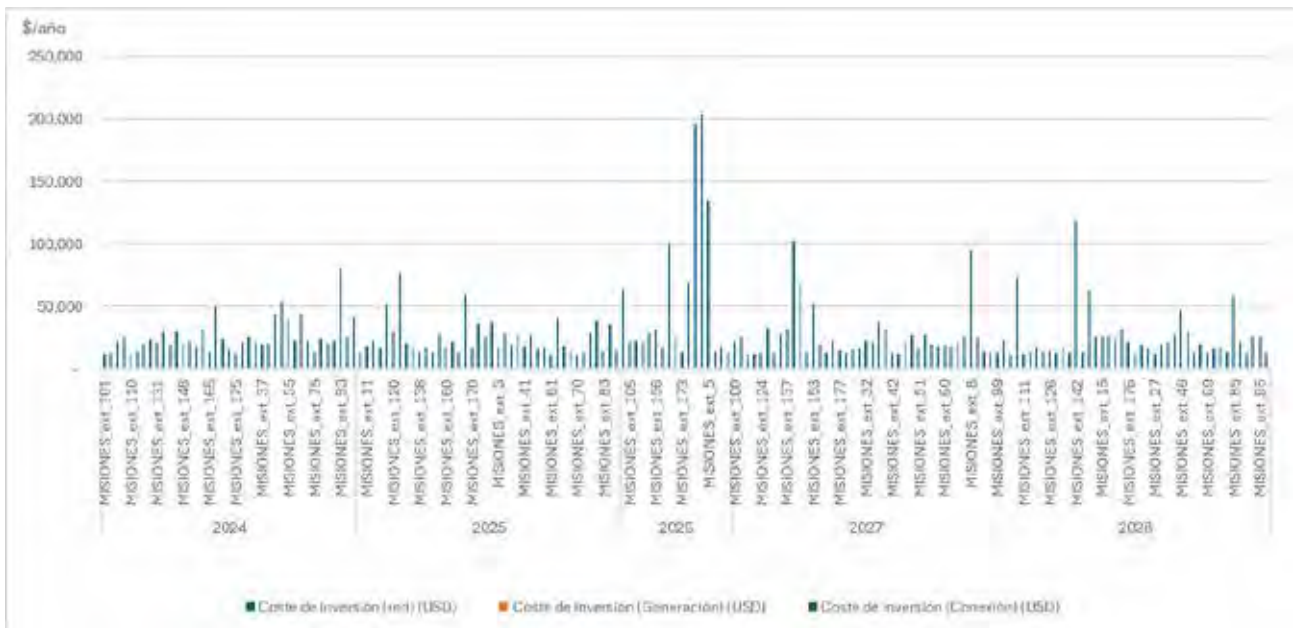


Figura 67: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Misiones.

5.18 Implementación en el departamento de Ñeembucú

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Ñeembucú podemos observar que se implementarán 187 proyectos de extensión de red.

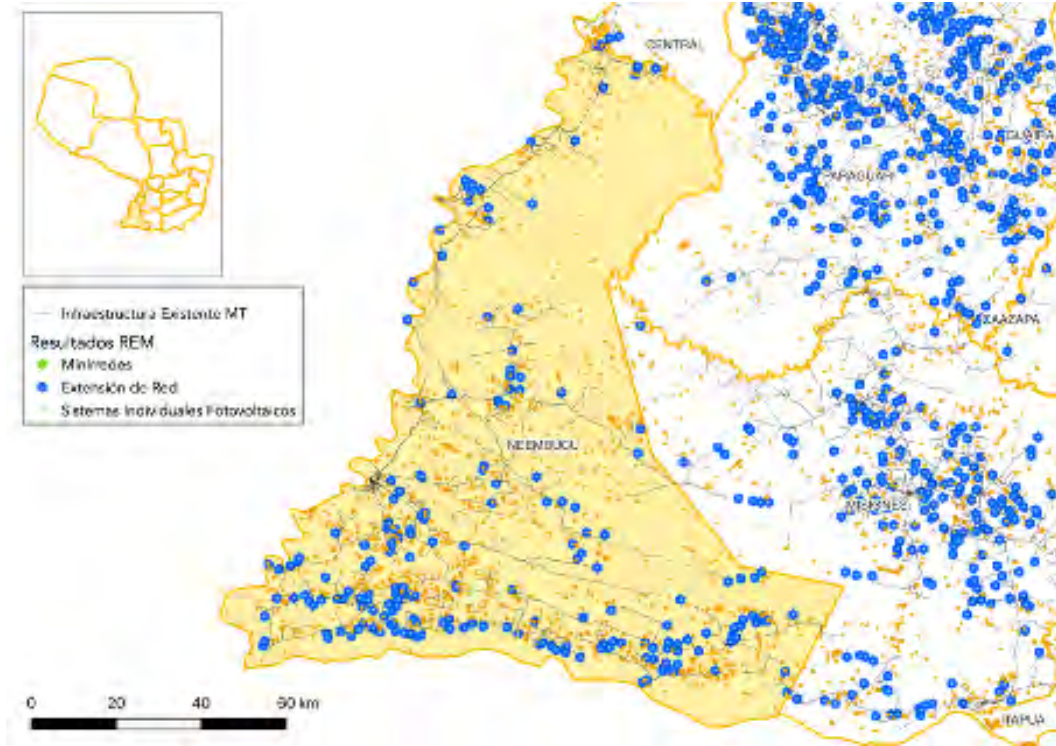


Figura 68: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Ñeembucú.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 300 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.16 y 0.66 USD/kWh.

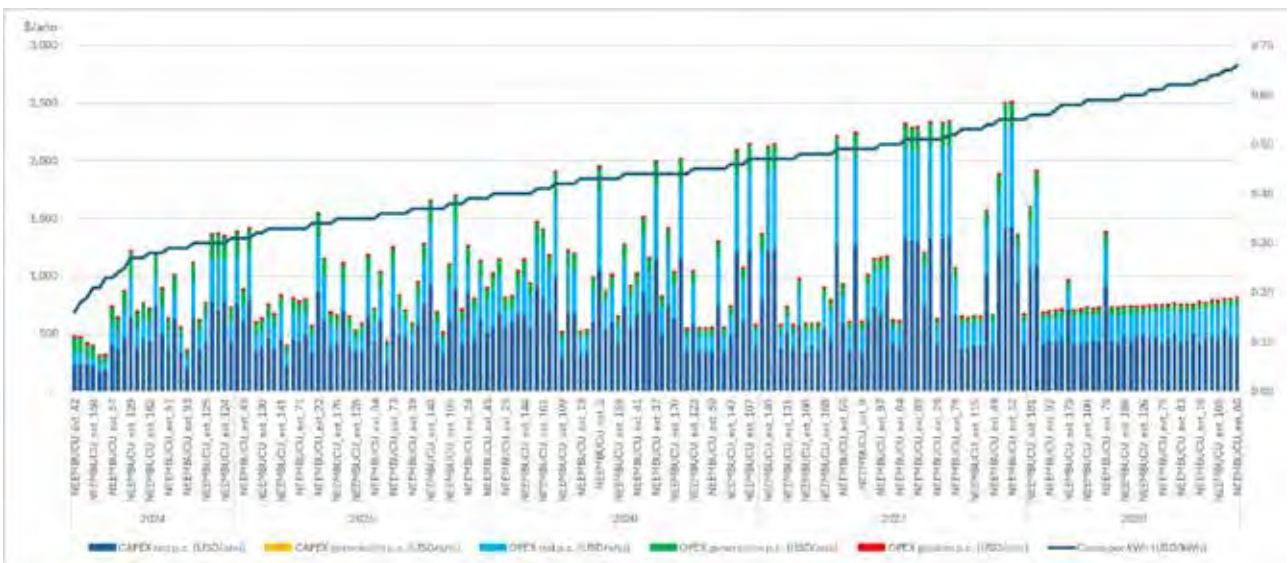


Figura 69: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Ñeembucú.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Ñeembucú, la hoja de ruta de los 187 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 10,400 y 338,000 USD.

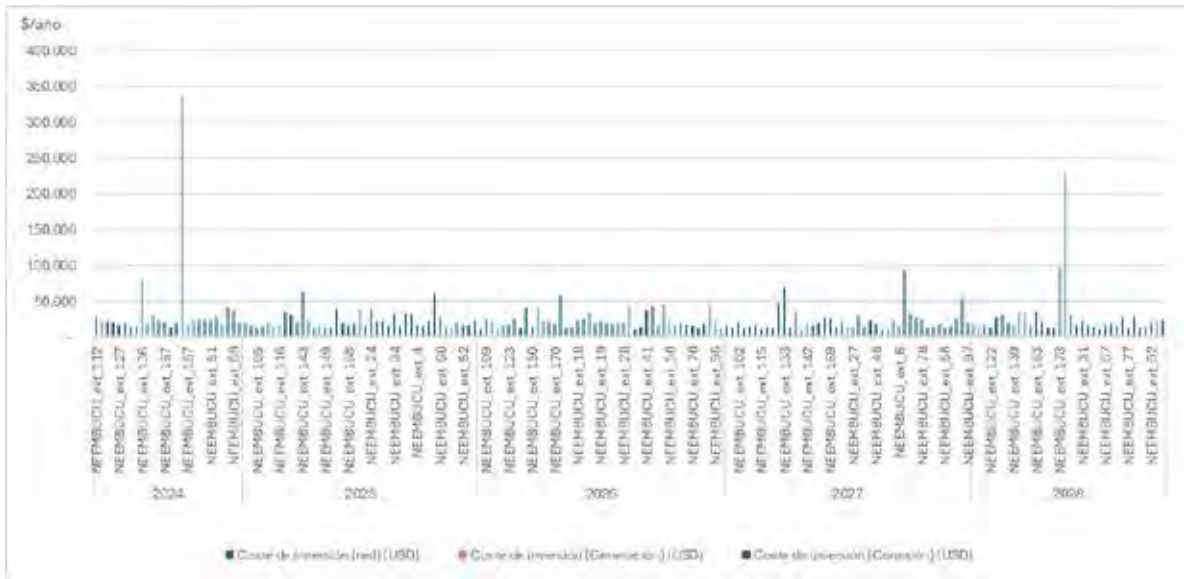


Figura 70: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Ñeembucú.

5.19 Implementación en el departamento de Paraguari

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Paraguari podemos observar que se implementarán 418 proyectos de extensión de red.

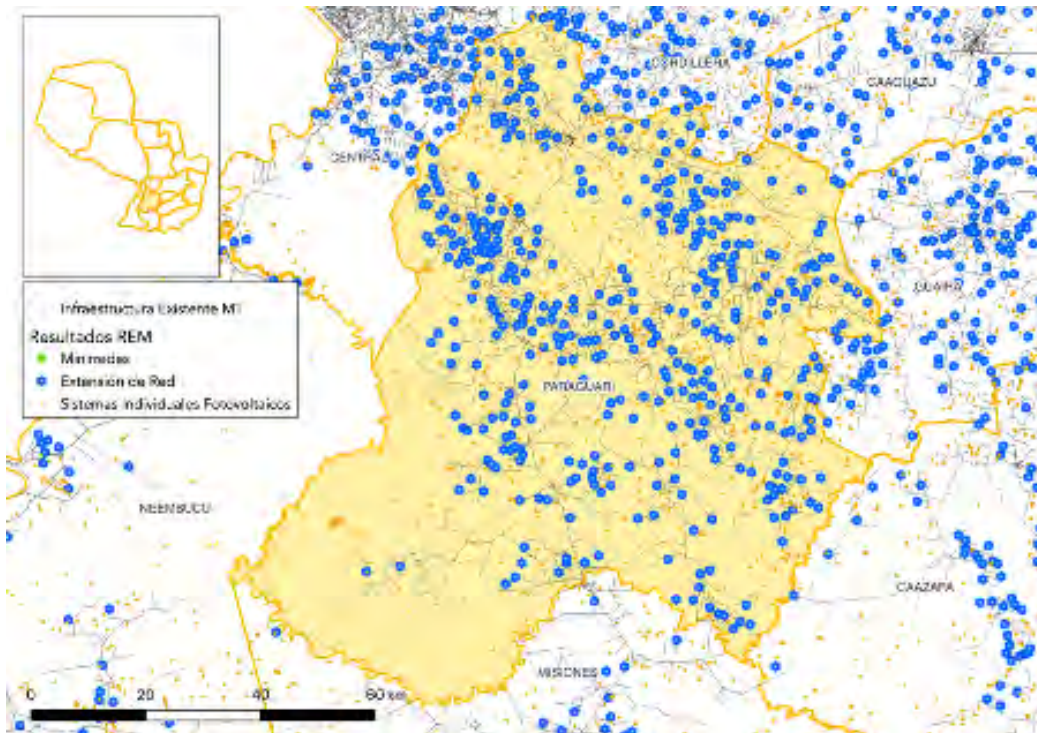


Figura 71: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 – Departamento Paraguari.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 200 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.11 y 0.66 USD/kWh.



Figura 72: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) – Departamento de Paraguari.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Paraguari, la hoja de ruta de los 418 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,500 y 133,000 USD.

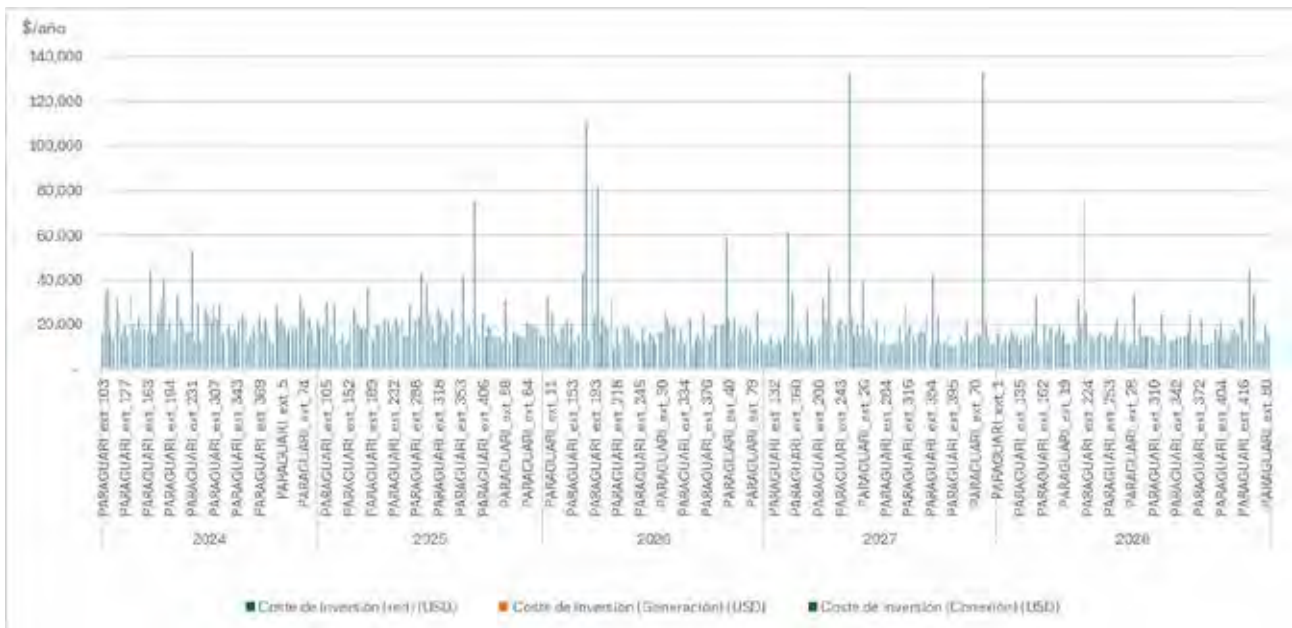


Figura 73: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio – Departamento de Paraguari.

5.20 Implementación en el departamento de Presidente Hayes

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento Presidente Hayes podemos observar que se implementarán 285 proyectos de extensión de red.

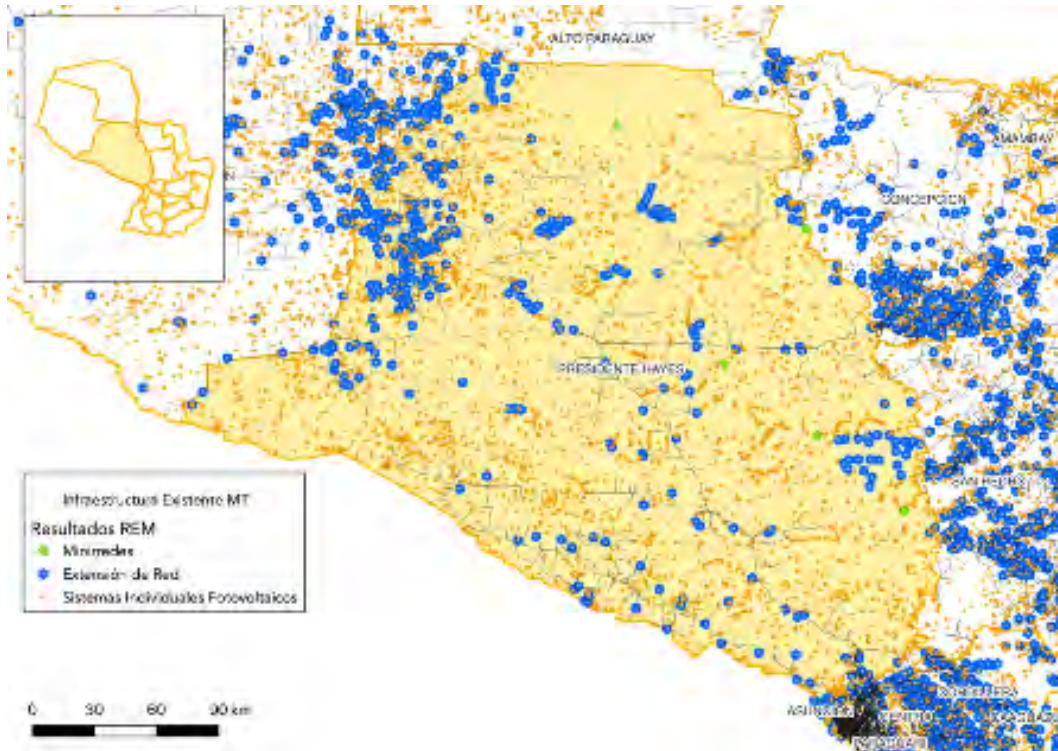


Figura 74: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento Presidente Hayes.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 150 y 2,500 USD. El coste por unidad está entre 0.12 y 0.66 USD/kWh.

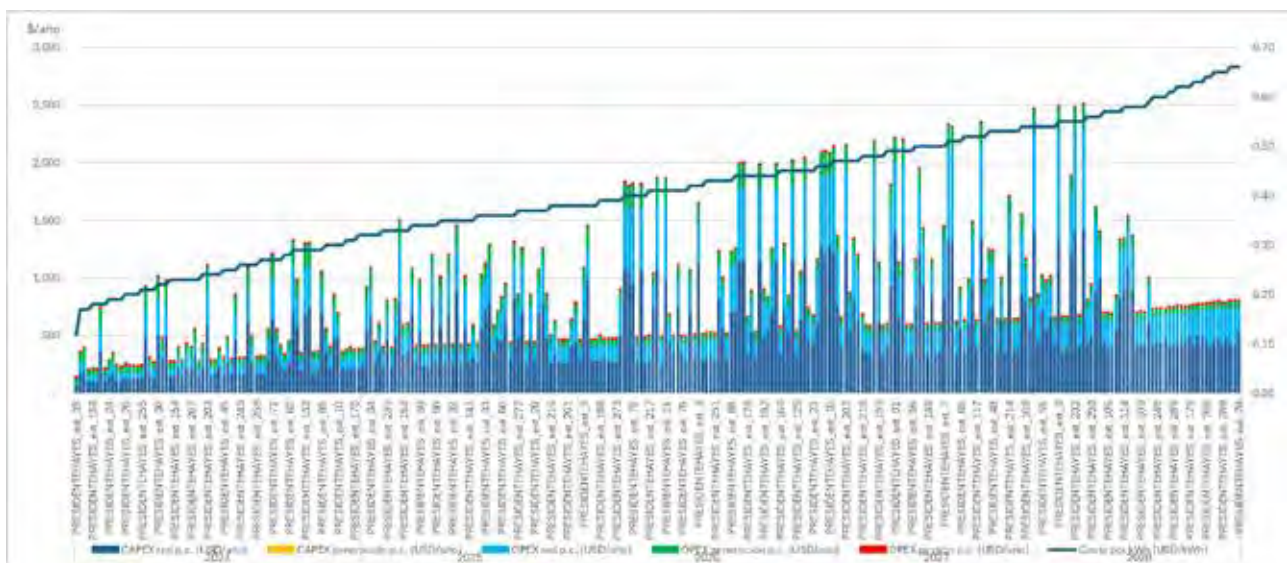


Figura 75: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de Presidente Hayes.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en Presidente Hayes, la hoja de ruta de los 285 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,500 y 1,740,000 USD.

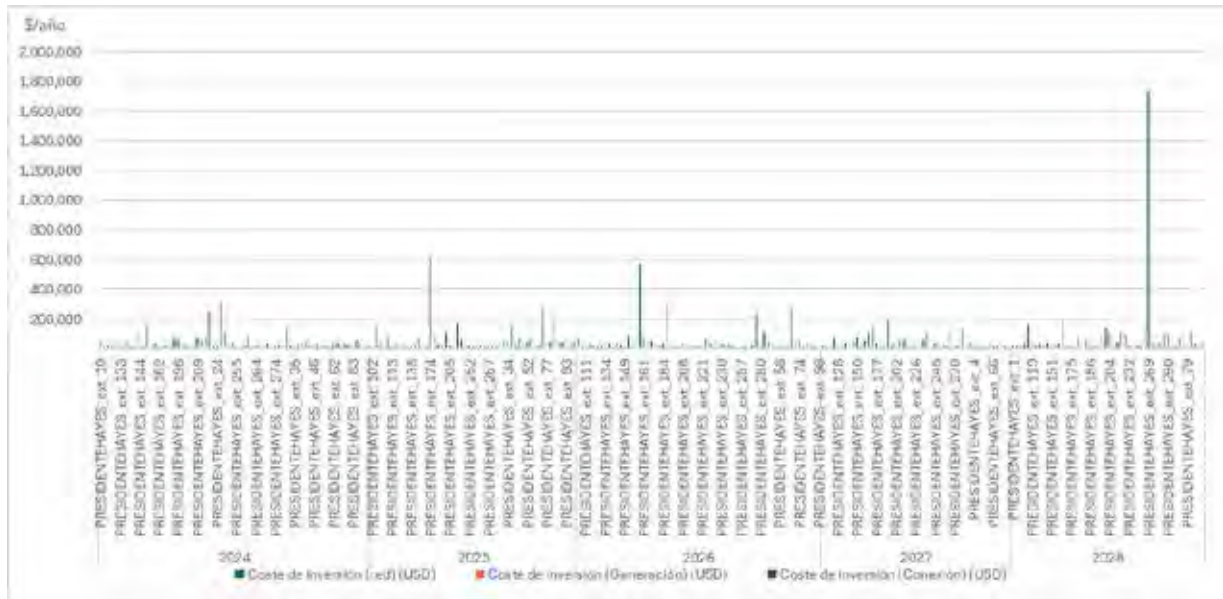


Figura 76: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio - Departamento de Presidente Hayes.

5.21 Implementación en el departamento de San Pedro

En el mapa correspondiente al Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 para el departamento San Pedro podemos observar que se implementarán 582 proyectos de extensión de red.

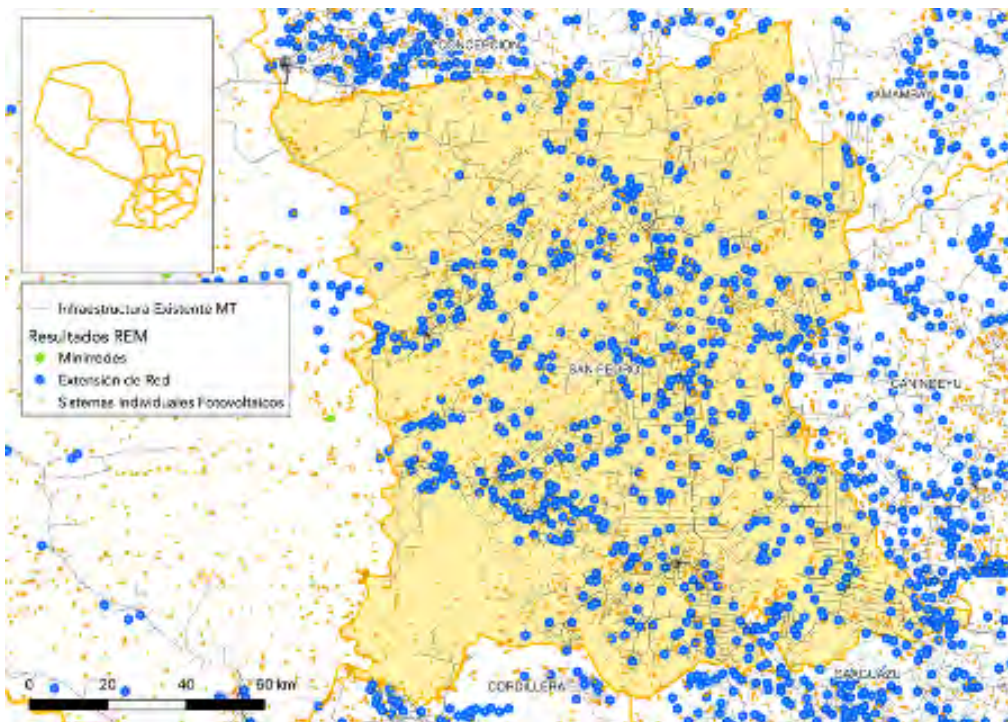


Figura 77: Mapa geoespacial del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028 - Departamento San Pedro.

El coste de servicio total (TOTEX) anual por usuario oscila entre los 190 y 3,000 USD. El coste por unidad está entre 0.14 y 0.66 USD/kWh.

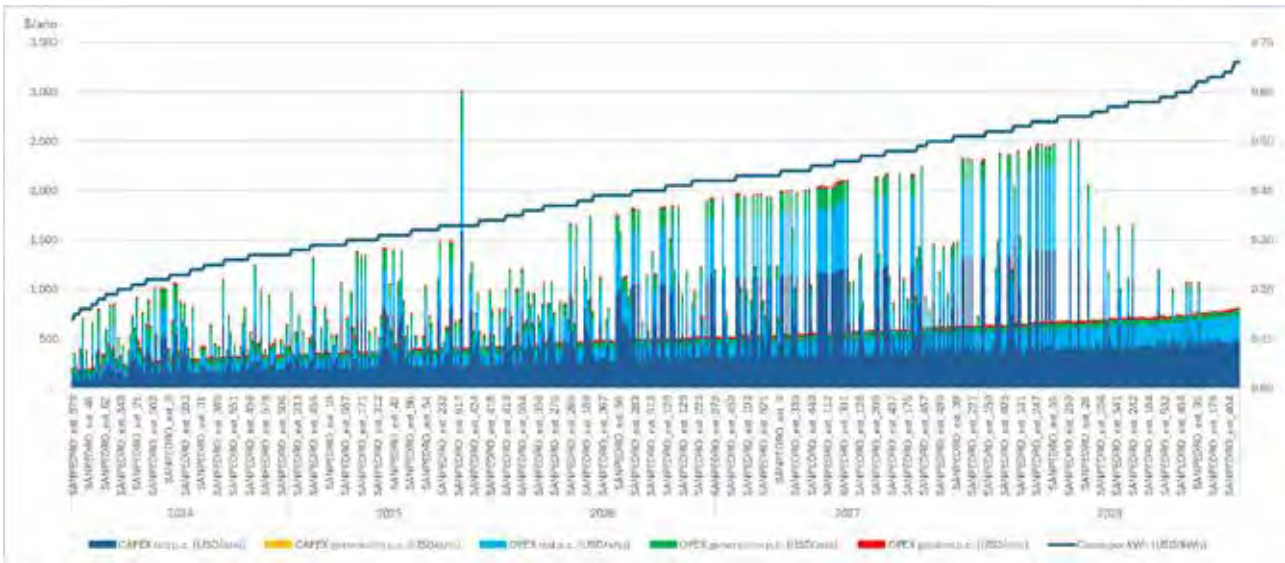


Figura 78: Desglose del coste anual (OPEX+CAPEX) y coste de servicio (USD/kWh) - Departamento de San Pedro.

Respecto de la implementación de proyectos de extensión de red en San Pedro, la hoja de ruta de los 582 proyectos puede verse a continuación. La inversión por proyecto oscila entre 9,600 y 146,000 USD.

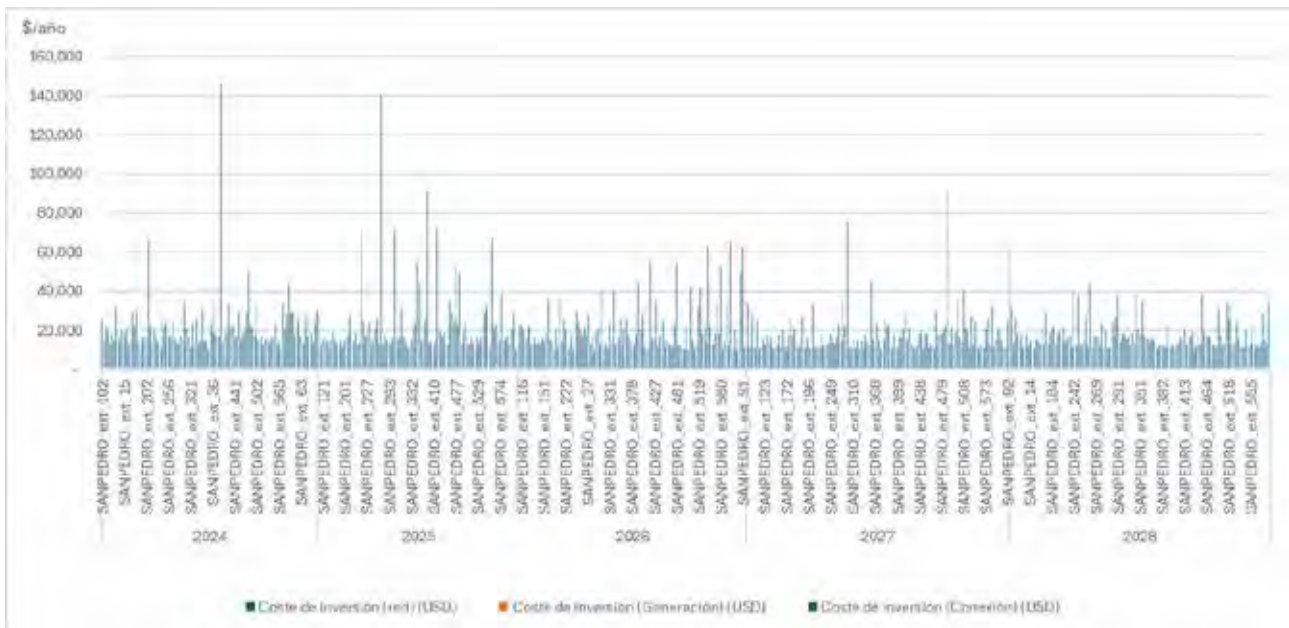


Figura 79: Hoja de ruta de proyectos de extensión de red por año de puesta en servicio - Departamento de San Pedro.



6. CONSIDERACIONES REGULATORIAS Y DE MODELO DE NEGOCIO

El diseño institucional, regulatorio y de modelos de negocio describe la estructura del sector eléctrico, la operación de los actores que proporcionan el servicio y la regulación necesaria para desempeñar en el largo plazo el servicio eléctrico de manera eficiente. Se analizan diferentes enfoques para garantizar la sostenibilidad del servicio a largo plazo, incluyendo la participación de empresas públicas y privadas. El Gobierno del Paraguay tiene la labor de establecer los objetivos nacionales para el logro del Acceso Universal en 2028, liderando el proceso de diseño institucional necesario, en especial en lo relativo a la electrificación con SFI, y facilitando la labor de ANDE como último responsable del suministro eléctrico y del desarrollo del Plan Nacional de Electrificación de última milla de Paraguay.

Esta sección detalla las propuestas sobre de regulación y de negocio. El plan tecno-económico, en conjunto con la regulación y el modelo de negocio, sirve como punto de partida para diseñar una estrategia de financiamiento que garantice la viabilidad económica del proyecto a lo largo de su trayectoria a medio y largo plazo.

6.1 Sector eléctrico en Paraguay

Paraguay cuenta con una capacidad de generación de energía de 8,833 megavatios (MW) de los cuales 8832 son generación renovable. La demanda total bruta en el sistema eléctrico nacional era de 19,745,577 MWh en 2022 consistiendo un 4% de energía generada por las plantas Acaray y las Térmicas y un 96% de energía comprada por ANDE de las empresas binacionales de Itaipú y Yacyretá¹². El consumo alcanzó en su máximo 4,270 MW y el total de electricidad facturada en aquel año subió a los 19,635,952 GWh, un aumento de 5.70% con respecto al año anterior. Por último, hay que tener en cuenta otros 109,625 MWh (0.6%) de la energía eléctrica que exportó directamente ANDE.

12 Ver ANDE: Memoria Anual 2022

De la capacidad total de generación, 7,000 MW provienen de la mitad de la Central Hidroeléctrica de Itaipú (una central binacional con Brasil), 1,600 MW de la mitad de la Central Hidroeléctrica Yacyretá (también binacional, con Argentina), y 200 MW de la central hidroeléctrica Acaray, propiedad de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), además de algunas centrales térmicas diésel. En 2022 el 96% de la energía provenía de las centrales Itaipú y Yacyretá.

A pesar del buen potencial para el desarrollo de Energías Renovables no Convencionales, como la solar y la eólica, su uso aún no se ha generalizado en Paraguay. El país cuenta con una irradiación solar promedio de 1,725 kWh/m²-año, lo que podría aprovecharse para la generación residencial en sistemas aislados o en parques fotovoltaicos centralizados. Además, la región del noroeste del Chaco presenta vientos estables que podrían ser aprovechados para la generación de energía eólica, y la industria ganadera ofrece oportunidades para proyectos de biogás. Estas tecnologías emergentes podrían ser una opción para electrificar áreas sin acceso a la electricidad y reemplazar sistemas de generación diésel.

La infraestructura del Sistema Interconectado Nacional (SIN) comprende: (i) 727 kilómetros de líneas de transmisión (LT) de 500 kV; (ii) 4,832 km de LT de 220 kV; (iii) 1,403 km de LT de 66 kV; y (iv) 117 subestaciones de transmisión, de las cuales 98 son propiedad de ANDE y las restantes 19 no están bajo su propiedad¹³.

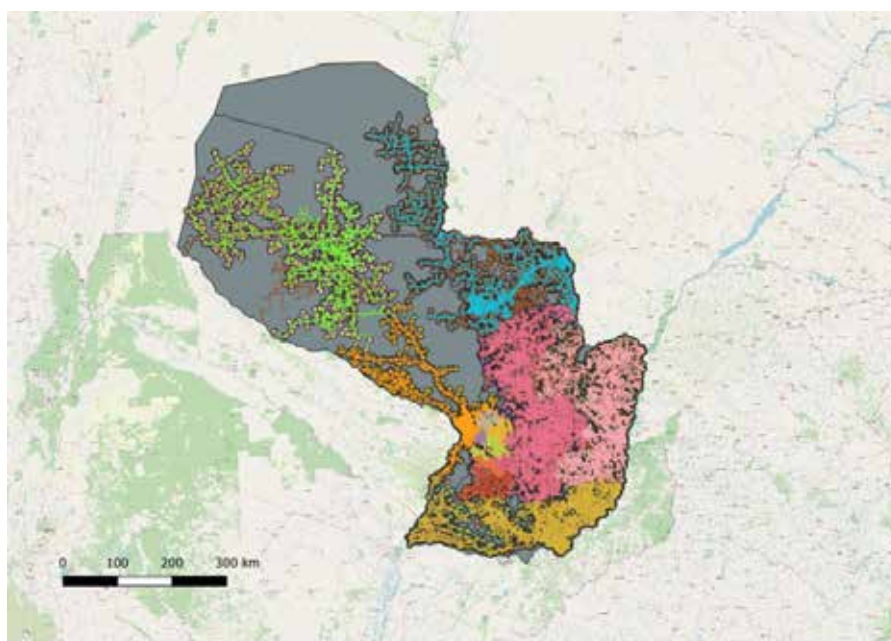


Figura 80. Red de distribución existente

Existen 71,123km de líneas de distribución en media tensión y 104,598 transformadores. Las pérdidas de energía eléctrica son de 5.14% en transmisión y 21.29% en distribución en 2022.

Las tarifas eléctricas se determinan en el Pliego de Tarifas N° 21 de la ANDE aprobado por Decreto N° 6904 del Poder Ejecutivo de la Nación, de fecha 10 de marzo de 2017 y modificado en varias resoluciones posteriores. Estas tarifas son aplicables al consumo de todas las instalaciones eléctricas servidas por la

13 Algunos datos descritos en el texto están extraídos del informe: Breve reseña del sector de energía en Paraguay elaborado por el BID/División de Energía en 2022, NOTA TÉCNICA No IDB-TN-2497.

ANDE en todo el territorio de la República del Paraguay. Las tarifas de baja tensión (en el que se centra en este estudio) se diferencian en:

- Grupo de consumo doméstico (de viviendas o residencial)
- Grupo de consumo otros
- Grupo de consumo industrial
- Grupo de consumo gubernamental y servicio de alumbrado público

Dentro de la primera categoría (doméstico) existen rangos para aplicar una tarifa social para consumos inferiores a 300kWh al mes en un hogar con descuentos hasta el 75% según lo establecido en la Ley N° 3480/2008 (0-100kWh con 75% de descuento, 101-200kWh con 50% y 201-300kWh con 25%). En 2022 252,341 clientes se beneficiaron de la tarifa social con un importe subsidiado de 54,215G. En noviembre 2023 se presentó al Congreso Nacional un anteproyecto de ley para ampliar la tarifa social para comunidades indígenas y personas vulnerables¹⁴.

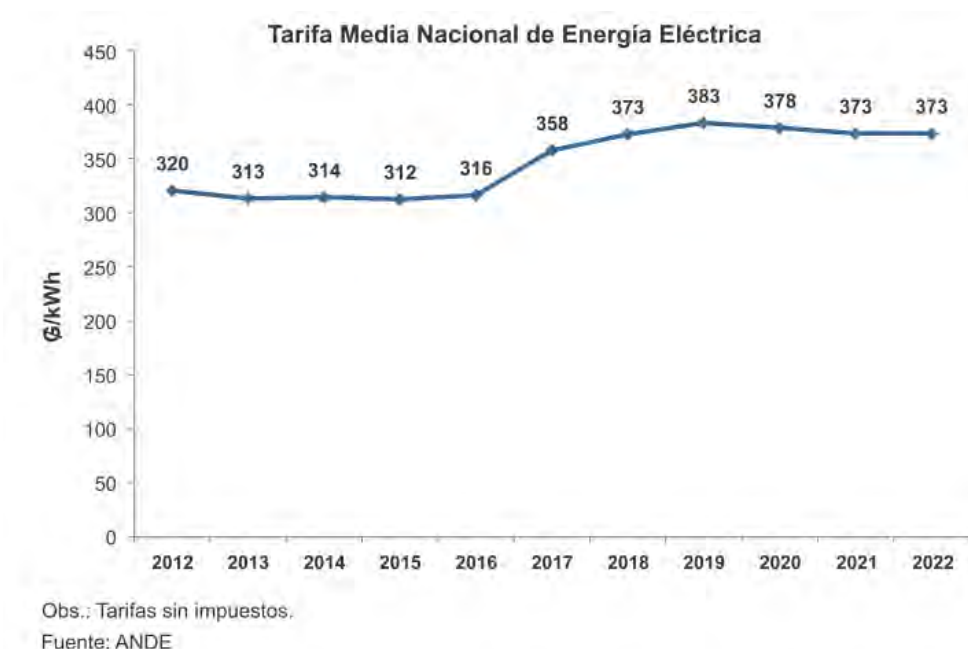


Figura 81. Evolución de tarifas residencial, industrial y comercial y servicios

La energía facturada en baja y media tensión en 2022 era de 13,052MWh de los cuales 48% era para consumidores con tarifa residencial, un 44% corresponde a consumidores en la tarifa "otros", 2.9% a consumidores de la tarifa "gubernamental", 2.2% a la tarifa "industrial", 1.7% de la tarifa "alumbrado público" y el resto es la tarifa diferencial (que se aplica sólo en media tensión).

En 2022 ANDE tiene 1,807,242 clientes activos, un 2.5% de incremento con respecto al año anterior.

Paraguay presenta una alta tasa de electrificación, con casi el 100% de la población con acceso a la electricidad, con mayor cobertura urbana que rural. Para abordar el déficit urbano, la opción más

14 <https://www.abc.com.py/economia/2023/11/07/presentan-al-tsje-proyecto-para-ampliar-la-tarifa-social-de-la-ande/>

viable a corto y medio plazo sería densificar las redes existentes, incluyendo la regularización de empalmes no oficiales según los términos de referencia y la conexión de viviendas cercanas a las redes existentes¹⁵.

Sin embargo, la situación en las zonas rurales es diferente. En estas áreas, la población sin acceso a la electricidad suele estar ubicada en pequeños asentamientos distantes de los sistemas interconectados de distribución. La dispersión poblacional hace difícil incluso la implementación de mini-redes con generación centralizada, por lo que se requieren soluciones individuales, como sistemas solares fotovoltaicos.

En 2022 ANDE anunció la firma del contrato para dar inicio a la construcción de una planta de generación fotovoltaica en la población Yshyr de Puerto Esperanza en el distrito de Bahía Negra en el Chaco Paraguayo¹⁶. Esta planta fotovoltaica funciona como una mini-red y podría servir de prueba piloto para ANDE para la construcción y operación de mini-redes (como las que se proponen en el plan Maestro).

6.2 Marco institucional

Los actores principales del sector incluyen al **Viceministerio de Minas y Energía (VMME)**, que está bajo la supervisión del **Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC)**; la **ANDE**; la Entidad Binacional Itaipú; la Entidad Binacional Yacyretá; la empresa de hidrocarburos Petropar (Petróleos Paraguayos); el Ministerio de Industria y Comercio (MIC); el Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología (INTN); y el Instituto Nacional Forestal (INFONA). Asimismo, el Ministerio de Relaciones Exteriores participa debido a su relación con las entidades binacionales, y la Secretaría Técnica de Planificación del Desarrollo Económico y Social (STP) – que ahora depende del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) – desempeña un papel clave como planificador que abarca múltiples sectores.

El VMME es la institución responsable de establecer la política sobre el uso y manejo de recursos naturales energéticos, promover el aprovechamiento para la generación eléctrica y otras fuentes de energía, así como uso eficiente de los mismos. Supervisa y regula el uso de estos a través de actividades que promuevan la inversión y el desarrollo sostenible¹⁷. El Equipo Económico Nacional, integrado por los ministros de Economía y Finanzas, MOPC, Agricultura y Ganadería, Industria y Comercio, así como el presidente del Banco Central, determina la política tarifaria de los servicios públicos¹⁸. Actualmente no existe una entidad reguladora específica para el sector eléctrico. La regulación del sector está influenciada predominantemente por actores clave como la ANDE, lo que refleja su importante papel en el sector eléctrico.

La ANDE opera bajo la Ley 966 de 1966, que establece su estructura organizativa, y su modificación posterior mediante la Ley 976 de 1982. La ANDE es responsable de la prestación del servicio eléctrico y también lleva a cabo funciones sectoriales como la planificación, toma de decisiones de inversión y estudios tarifarios. Es responsable de la generación eléctrica, exceptuando las Centrales Hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá, de las cuales la ANDE es copropietaria. Además, tiene el control de la transmisión y distribución eléctrica, lo que la coloca en una posición de monopolio de facto en el mercado eléctrico. La participación de otras empresas privadas en el sector eléctrico es poco significativa, reduciéndose principalmente a iniciativas privadas en

15 La opción más barata de extensión de red en este caso sería conectar viviendas alrededor de 500m del transformador (dato acordado con ANDE en las reuniones durante la consultoría).

16 <https://www.pv-magazine-latam.com/2022/08/03/firman-contrato-para-una-planta-solar-con-almacenamiento-en-paraguay/>, <https://www.ande.gov.py/interna.php?id=8673>

17 https://minasyenergia.mopc.gov.py/index.php?option=com_content&view=article&id=1210&Itemid=579

18 Breve reseña del sector de energía en Paraguay elaborado por el BID/División de Energía en 2022, NOTA TÉCNICA No IDB-TN-2497.

el interior de grandes explotaciones agro-ganaderas, conocidas como estancias en Paraguay, donde ANDE certifica cómo diferentes propietarios han instalado generación térmica e instalado las redes de distribución internas necesarias para satisfacer a la población que habita el interior de dichas estancias. El presente informe no ha podido tomar en consideración estas redes aisladas en el proceso de planificación, dada la característica no regulada de dichas instalaciones. Es sin embargo necesario tener en cuenta su impacto en la implementación de los diseños detallados, analizando su posible homologación e interconexión con la red central, y coordinando con los actores privados la extensión del servicio al interior de todas las estancias para garantizar que nadie quede atrás en el proceso de acceso universal.

Además, existen excepciones en algunos casos de contratación de obras mediante esquemas de arrendamiento, como ciertas líneas de transmisión de Alta Tensión y subestaciones eléctricas, donde algunas empresas privadas construyen conforme a condiciones establecidas en los pliegos de licitaciones por parte de la ANDE¹⁵.

La regulación actual abarca con la Ley 6977/2023 (y el decreto 1168 que aprueba dicha ley a 12 de febrero 2024) el concepto de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), los autogeneradores ERNC y los generadores ERNC. Los autogeneradores ERNC son aquellas personas físicas o jurídicas que producen electricidad para su propio consumo pudiendo inyectar excedentes en la red nacional. La Ley 6977/2023 no menciona explícitamente las soluciones fuera de red, como las mini-redes y los sistemas individuales, pero esta ley es aplicable en el territorio nacional de Paraguay para toda generación ERNC y autogeneración ERNC. Será necesario avanzar en el establecimiento de objetivos específicos de fiabilidad o calidad de servicio para estos modos, así como en la promoción de usos productivos y comunitarios. Desde una perspectiva de planificación del suministro eléctrico, es fundamental considerar todos los tipos de consumo que puedan surgir, ya sea conectados a la red, a través de mini-redes o mediante sistemas individuales. En el Plan Georreferenciado que da origen a la propuesta de Estrategia de Acceso Universal a la Energía en Paraguay, se han incluido, consumidores comunitarios y productivos, tales como escuelas, centros de salud, pozos, servicios y bomberos conforme a la información disponible.

La experiencia con sistemas individuales (ver Anexo IV. Recomendaciones y buenas prácticas en modelos de negocio con sistemas aislados) ha demostrado que la instalación de estos sistemas sin un modelo de negocio sostenible que garantice el equilibrio financiero, social y medioambiental, la operación y mantenimiento adecuados, y la reposición de los activos a largo plazo no es una solución satisfactoria¹⁹. En el país hay sistemas de electrificación individual instalados, en su mayor parte habitualmente con grupos diésel pero cada vez más con sistemas fotovoltaicos. No existe en la actualidad un inventario que los catalogue o relacione ni una entidad gubernamental que controle su instalación (ver sección 6.6 para más detalle). Estos sistemas son adquiridos, instalados y operados en su mayor parte por los propios usuarios o por medio de proyectos de cooperación internacional, lo que hace muy difícil su replicabilidad y escalabilidad en la escala necesaria según establece este Plan. En la mayoría de casos, estos sistemas carecen de un modelo de gestión sostenible, lo que resulta en un servicio deficiente y en una alta cantidad de sistemas fuera de funcionamiento.

Como se verá más adelante (sección 6.6), un modelo de negocio sólido requiere la participación de proveedores especializados en este tipo de servicio, capaces de adaptarse a los cambios tecnológicos y de acumular y transmitir conocimientos y experiencias. Es importante tener en cuenta que la tecnología de los sistemas individuales está en constante evolución, y contar con conocimientos actualizados facilita la toma de decisiones para mejorar el suministro eléctrico.

19 GOGLA, 2017: Providing Energy Access through Off-Grid Solar: Guidance for Governments

6.3 Propuesta de Marco Integrado de Distribución (IDF): Principios básicos de la electrificación

El acceso universal a la electricidad se ve afectado por fallos en la distribución, especialmente en áreas rurales con baja demanda y población dispersa, donde la expansión de la red no es económicamente viable y las soluciones fuera de la red son limitadas. Por eso aparte de hacer el plan tecno-económico presentado en los capítulos anteriores, se requiere un marco legislativo para integrar todas las posibles soluciones. Para lograr el acceso universal en 2028 en Paraguay, se requiere un nuevo modelo de distribución que garantice la inclusión de todos, asegure la continuidad del suministro y considere tanto la extensión de redes como las soluciones independientes.

El **Marco Integrado de la Distribución IDF** (por sus siglas del inglés Integrated Distribution Framework)²⁰ es un enfoque institucional innovador elaborado por el Universal Energy Access Laboratory, basado en las mejores prácticas para el logro del ODS 7 en más de 25 países. El propósito precisamente es dar respuesta a los retos que la distribución de electricidad «en la última milla», se establecen los principios necesarios para el éxito de la electrificación, se explica el potencial de las concesiones para garantizar la universalidad en los programas de electrificación, y finalmente se propone una taxonomía para medir el éxito de estos programas.

Aunque los principios del IDF han estado en la base del éxito de diferentes estrategias de electrificación en distintos países en desarrollo, su reconocimiento formal en el contexto de una estrategia de acceso universal a la electricidad necesita de un impulso consciente por parte de los gobiernos. Los cuatro principios básicos de éxito del proceso de electrificación universal identificados por el IDF son los siguientes:

- i. **Garantizar el acceso universal** implica asumir el objetivo de asegurar que nadie quede atrás, y articular las medidas necesarias para mantener un suministro sostenible, ininterrumpido en el tiempo, siempre estableciendo claramente cuál es la entidad responsable última de garantizar el servicio en áreas específicas sea cuál sea la tecnología de suministro en todo el territorio nacional, ya sea “por defecto” -si nadie se hace cargo- o como “suministradora de último recurso” -si el actual suministrador abandona-.
- ii. **Adoptar un enfoque que emplee los tres modos de electrificación** - extensión de red, mini-redes y sistemas fotovoltaicos individuales (CA y CC) - según lo que sea más adecuado, requiere una planificación eléctrica integrada que considere todos los tipos de consumidores y medios de suministro más eficaces para todo el territorio, tanto desde el punto de vista técnico como económico-financiero.
- iii. **Asegurar la viabilidad económica del modelo de negocio** que necesariamente ha de basarse en una remuneración basada en el coste eficiente de proporcionar el servicio. Esto requerirá normalmente algún tipo de concesión de distribución para proporcionar seguridad jurídica y posibilitar cuando es necesario la participación de inversores externos y, en especial, privados, así como subvenciones para la financiación de la brecha de viabilidad, es decir, la diferencia entre la remuneración regulada según el coste eficiente y los ingresos a partir de tarifas asequibles.

20 Ignacio Perez- Arriaga et al. : Integrated Distribution Framework: Guiding principles for universal access, 2021 Global Commission to End Energy Poverty, Working paper MIT & IIT-Comillas. <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/56159/IIT-20-169A.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sánchez-Jacob, E. et al. El acceso universal a la energía. Papeles de Economía Española. Nº. 174, pp. 208 - 227, December 2022. https://www.iit.comillas.edu/documentacion/revista/IIT-22-274R/El_acceso_universal_a_la_energ%C3%ADa.pdf

- iv. **Fomentar el desarrollo de las comunidades objetivo del proceso de electrificación**, coordinando el acceso a la electricidad con los usos productivos de la energía y valor económico, y la prestación de servicios públicos críticos (por ejemplo salud, educación, agua o telecomunicaciones).

El primer paso para el IDF de una estrategia nacional de electrificación es una planificación tecno-económica integrada, que contemple todas las formas de electrificación dentro y fuera de la red. La Parte I indica cómo a través del modelo REM y el uso de datos georreferenciados, de demanda, técnicos y económicos de los componentes del sistema eléctrico, se puede obtener un plan eficiente de mínimo coste, con un pre-diseño detallado de cada sistema propuesto (extensión de la red principal, mini-redes aisladas y sistemas fotovoltaicos individuales) así como el detalle de materiales necesarios y costos de inversión, operación y mantenimiento.

El segundo paso implica la decisión gubernamental sobre quién ejecutará el plan y qué modelos de negocio se aplicarán. Habitualmente en zonas rurales aisladas encontramos diversas iniciativas de la Cooperación Internacional, ONG y fundaciones. Sin embargo, por sí solas su modelo de financiación supone retos para el mantenimiento del servicio en el largo plazo, y carecen de los recursos necesarios para llevar a cabo el cierre de la brecha a la escala necesaria para lograr el Acceso Universal, especialmente cuando necesitamos un impulso acelerador para lograrlo 2028, como demanda el objetivo marcado ANDE y el Gobierno de Paraguay.

La participación de las empresas distribuidoras es fundamental, y en el caso de Paraguay el liderazgo de ANDE es indispensable como responsable último de la coordinación, monitorización y ejecución del plan. Adicionalmente, las mejores prácticas internacionales muestran que un factor clave del éxito es también incorporar la experiencia de inversión y operación en zonas rurales aisladas de empresas privadas especializadas en el servicio en estas zonas, así como de otras instituciones o servicios auxiliares (aportación de capital, provisión de micro-créditos para los consumidores, disponibilidad de repuestos, aparatos y tecnologías apropiadas, promoción y participación de la comunidad y acompañamiento con otras actividades de promoción del desarrollo) que puedan acompañar el proceso de electrificación y desarrollo sostenible en estas zonas que contarán con electricidad principalmente a través de sistemas fotovoltaicos individuales. Este proceso es especialmente complejo en entornos indígenas y en zonas de difícil acceso, donde el aislamiento y la pobreza presentan retos para actividades sencillas como el acceso a la compra de una radio o una lámpara eficiente que se haya fundido, la disponibilidad de ingresos es limitada, estacional y requiere de servicios financieros adecuados, e incluso la presencia del estado es mucho más débil (hasta el punto que en muchas de estas zonas, incluso conectadas a la red, la propia factura eléctrica de ANDE llega a ser la principal forma de reconocimiento formal de la existencia de un domicilio).

La atracción de estos actores especializados supone la definición de un modelo de negocio sostenible y basado en la remuneración por costo de servicio. Así, el tercer paso es desarrollar un plan de negocio y financiero para financiar la electrificación. Durante los primeros años, las inversiones serán altas y las tarifas no cubrirán todos los costos, por lo que se necesitarán subsidios. En países como Paraguay, estos subsidios pueden ser financiados mediante un pequeño sobrecargo en las tarifas eléctricas de los sectores de mayor consumo, asegurando así la sostenibilidad del Acceso Universal.

6.4 Los modelos de negocio

6.4.1 Electrificación por extensión de redes

La electrificación por extensión de red es un método tradicional ampliamente utilizado en todo el mundo para llevar electricidad a áreas remotas. Sin embargo, para completar la electrificación en países específicos, especialmente en zonas alejadas, se deben considerar varios aspectos comunes:

- No todas las áreas necesitan ser electrificadas mediante la extensión de la red principal. Se ha demostrado que en muchos casos, soluciones fuera de la red son más económicas, dependiendo de factores como la dispersión de la demanda y los costos de equipos.
- La distribución de electricidad es regulada como un monopolio natural en todo el mundo. Una compensación regulada adecuada es crucial para mantener la viabilidad de las empresas de distribución, asegurando que puedan cubrir los costos eficientes de servicio y realizar inversiones necesarias.
- El diseño de las tarifas debe tener como objetivo recuperar los costos regulados del servicio por extensión de red. Sin embargo, en muchos países en desarrollo, las tarifas reguladas no cubren estos costos, lo que lleva a dificultades financieras para las empresas distribuidoras.
- Los problemas se agravan al intentar electrificar áreas rurales, donde los costos de servicio son más altos. Esto puede requerir subsidios más elevados o aumentos en las tarifas reguladas, lo que puede ser impopular y políticamente difícil de implementar.
- Algunos países han implementado estrategias innovadoras para la electrificación rural, como Brasil, que ha vinculado la electrificación con el desarrollo socioeconómico desde el principio, reduciendo los costos de suministro y fomentando la generación de ingresos y servicios sociales.
- Estas experiencias de éxito en la región muestran cómo en el largo plazo se pueden definir tarifas para el conjunto del sector eléctrico que permitan la inversión en extensión de red, reposición y refuerzo de los activos cuando es necesario, manteniendo un equilibrio entre los usuarios de bajos ingresos con tarifas naturalmente subsidiadas y los usuarios de mayor consumo y menores costos de servicio (en zonas urbanas e industriales), socializando así el coste total del sistema y garantizando la sostenibilidad del mismo.
- Esto supone la existencia de facto de subsidios cruzados entre las zonas de servicio eficiente (con mayor densidad de carga y menores costos por unidad de energía) y las zonas rurales donde el coste del suministro eléctrico es necesariamente mayor, pero la tarifa eléctrica se mantiene igual, aplicando así un principio de equidad entre consumidores con niveles de servicio equivalentes. Este principio, que denominamos la "ley de hierro de la electrificación rural" es de aplicación en todos los países del mundo con suministro de red eléctrica, garantizando que el servicio llegue a todos (rurales, urbanos, y con distintos niveles de ingreso) de forma asequible y sostenible.

6.4.2 Electrificación por mini-redes

La electrificación a través de mini-redes enfrenta desafíos debido a la necesidad de subsidios, por dos razones principales. En primer lugar, el costo del suministro eléctrico mediante mini-redes es elevado, lo que dificulta que las comunidades rurales en países en desarrollo puedan cubrirlo completamente. En segundo lugar, las regulaciones tarifarias suelen aplicar la misma tarifa a todos los consumidores, sin considerar las diferencias en costos de distribución entre áreas urbanas y rurales, lo que resulta en subsidios cruzados entre consumidores conectados a la red principal y a mini-redes.

El desarrollo de mini-redes depende en gran medida de donaciones de fundaciones, ONG y programas de desarrollo, ya que estos donantes generalmente no tienen los recursos para lanzar proyectos masivos de electrificación con esta tecnología. Además, las regulaciones de mini-redes rara vez abordan la provisión de subsidios, dejando a los operadores independientes la tarea de asegurar la viabilidad económica a través de subsidios cruzados entre clientes o mediante subvenciones de donantes.

La práctica propuesta en este plan de aplicar tarifas uniformes a todos los consumidores, independientemente de su ubicación o tipo de suministro, extendiendo así los beneficios de la electrificación por extensión de redes a estas soluciones aisladas, que suponen unos niveles de servicio y calidad equivalentes a la propia red, supone la existencia de un déficit dado el mayor coste de servicio en las zonas aisladas, y por tanto la necesidad de extender los subsidios cruzados, ya existentes para la extensión de red, a la electrificación con mini-redes. Aunque algunas regulaciones de mini-redes diseñan tarifas diferentes a las de la red principal, incluso buscando la auto-financiación de las mismas, habitualmente estos modelos de negocio actuales basados en inyecciones iniciales de capital concesional por parte de entidades de cooperación (de forma que permiten definir una tarifa asequible aportada por los usuarios que cubra una parte variable) no garantizan la sostenibilidad financiera a largo plazo del suministro y generan dependencia de fondos futuros concesionales. Un enfoque más sostenible implica modelos de negocio a largo plazo que distribuyan los costos de inversión en activos, su operación, mantenimiento y reposición en el largo plazo, requiere de una regulación basada en los mismos principios que los de la propia extensión de red. Así, la socialización de los costos entre todo el sector eléctrico permitirá en las zonas aisladas la definición de tarifas asequibles para los consumidores finales.

6.4.3 Electrificación por sistemas individuales

La electrificación mediante sistemas fotovoltaicos individuales aislados enfrenta desafíos similares a los de las mini-redes, como se mencionó anteriormente. Estas soluciones son más costosas que el promedio del suministro en la red interconectada, pero se vuelven necesarias en áreas donde la demanda es baja y dispersa, distante de la red existente, o cuando la confiabilidad de esta última es inaceptablemente baja.

Los sistemas domésticos con una capacidad mínima razonable solo son asequibles para ciertos segmentos de la población, lo que dificulta la implementación de una electrificación universal basada en esta tecnología sin el apoyo de ayudas financieras adecuadamente diseñadas. Esto supone un reto para las empresas distribuidoras tradicionales, pues requiere tecnologías específicas (cobro y gestión remota de la demanda y de los equipos instalados) y una relación de acompañamiento en el proceso de transición al suministro eléctrico de las propias comunidades beneficiarias mucho más cercana, que se dificulta por la situación de aislamiento de las mismas.

Una tecnología disruptiva en el campo de los SFI ha sido el mecanismo de cobro junto con la gestión remota de los equipos, ya sea en su modalidad de Pay-As-You-Go (PAYG) ampliamente difundida sobre todo en ya millones de consumidores africanos y asiáticos, como de Cuota Por Servicio (CPS), modelo muy presente en la región, por ejemplo en el Perú donde ha alcanzado ya a más de 270.000 usuarios de SFI.

El modelo PAYG supone la transferencia de la propiedad del sistema fotovoltaico individual al usuario final, financiando su compra con micro-créditos para hacerlo más asequible, y ofreciendo servicios comerciales de garantía sobre los equipos en caso de fallo. Este tipo de pago suele ir asociado a modelos de negocio de comercio minorista, donde el usuario puede adquirir el equipo de diferentes proveedores, y habitualmente no implica una garantía de suministro universal por parte del gobierno, pudiendo dejar a la población en zonas aisladas y de más difícil acceso, la última milla, fuera del mercado de interés de los distintos proveedores.

El modelo de CPS se articula de forma equivalente al del servicio de red, suponiendo el pago de una cuota mensual (o con otra periodicidad en función de la estacionalidad de los ingresos) para el mantenimiento del servicio eléctrico, cuyos equipos y su operación y mantenimiento siguen siendo responsabilidad de la empresa concesionaria. Puede articularse como un sistema de prepago, donde el usuario paga por adelantado en un vendedor autorizado, o centro de atención a usuarios cercano a su zona, una cantidad de energía, de forma que su sistema funcionará hasta que haya agotado esta cantidad de energía, cortando el suministro de forma automática y así evitando la necesidad de enviar técnicos para cortar y restablecer el servicio por falta de pago. En el segundo, facilita el cobro de la cuota mensual (que puede ser una tarifa plana para los equipos SFI pequeños, o volumétrica en función del consumo de energía para los sistemas más grandes empleados en usos productivos o comunitarios). Los consumidores pagan una cuota mensual que les permite acceder a la energía eléctrica generada y almacenada en el sistema fotovoltaico, así como a dispositivos adicionales como luces LED, cargadores de teléfonos, radios, ventiladores, televisores, según el presupuesto. Si durante un mes o dos el consumidor dejara de pagar, el sistema se debe bloquear de forma remota, y se restablece una vez que se realiza el pago. Esta tecnología permite a los usuarios realizar pagos a través del celular si tienen cobertura telefónica y acceso a aplicaciones de dinero móvil. De lo contrario, deben realizar el pago en un establecimiento designado previamente. Es importante destacar que diferentes experiencias en la región, como las de Perú Microenergía o Energética, en Bolivia, muestran tasas de impago con modelos PPS inferiores al 3% y 5% en zonas rurales aisladas y de bajos ingresos, en zonas de selva, sierra y valle, con este modelo de negocio, que ha probado ser adecuado para la provisión universal de servicio eléctrico de forma sostenible precisamente en esta última milla.

En el *Anexo IV. Recomendaciones y buenas prácticas en modelos de negocio con sistemas aislados*, se incluyen en detalle las mejores prácticas, modelos de negocio y enfoques regulatorios que permiten la implantación a gran escala de sistemas fotovoltaicos individuales y solar kits.

6.5 Experiencias internacionales y lecciones aprendidas

En la mayoría de los países, el territorio se ha dividido en zonas administrativas donde, históricamente, una compañía eléctrica ha sido otorgada con una licencia exclusiva para distribuir electricidad bajo un régimen de monopolio regulado. En los primeros años de la década de 1990, las empresas de distribución eran mayormente de propiedad pública, con algunas excepciones notables en Estados Unidos y ciertos países europeos. El proceso de liberalización y privatización del sector eléctrico a nivel mundial ha cambiado en muchos casos la propiedad de estas empresas, que ahora son predominantemente de naturaleza privada. Sin embargo, el régimen regulatorio, con diferentes enfoques en la remuneración, sigue siendo en gran medida el de un monopolio regulado para las actividades físicas de red, especialmente la distribución eléctrica en sí misma. En algunos países, la actividad de comercialización se ha liberalizado y separado de la distribución mediante la práctica conocida como “unbundling”.

Algunas experiencias internacionales pueden proporcionar información relevante al momento de decidir entre diversas opciones:

- Argentina: Se implementan concesiones separadas para las redes y las soluciones aisladas, ambas gestionadas por el distribuidor principal a través de su organización o una filial especializada. La continuidad de la concesión de la red está ligada a la concesión de las soluciones aisladas.
- Marruecos: El Gobierno asume la responsabilidad de diseñar, planificar, coordinar y promover de manera integrada. Una empresa pública se encarga de la expansión de la red, mientras que el suministro mediante sistemas individuales (también conocidos como Sistemas Fotovoltaicos Aislados, o SFIs) y unas pocas mini-redes se concesionan a empresas privadas independientes.

- Perú: El Plan Nacional de Electrificación Rural incluye proyectos de los tres modos. Las concesiones eléctricas rurales (CER) son áreas poligonales solicitadas por promotores, tanto públicos como privados.

6.5.1 Lecciones aprendidas

Se resumen a continuación algunas lecciones aprendidas de experiencias exitosas en electrificación rural en países con renta media-alta y alta, y una elevada tasa de electrificación:

- La **voluntad política sostenida** a lo largo del tiempo ha sido crucial en los países donde la electrificación ha tenido éxito. Priorizar el problema de la falta de acceso ha cambiado las prioridades, aunque es importante destacar que los resultados positivos no se logran rápidamente.
- La **existencia de una regulación sólida y coherente**, con reguladores proactivos que buscan soluciones regulatorias para facilitar el acceso a la energía, es fundamental. Esto incluye la consideración de la electrificación aislada como parte integral del acceso a la energía. Por ejemplo, en Perú, el Ministerio de Energía y Minas implementó la primera tarifa solar aislada (BT08) en pocos meses, demostrando una regulación proactiva. Sin embargo, cuando las funciones de regulación no están centralizadas, como en Argentina con reguladores provinciales, los resultados pueden ser dispares.
- La **participación comunitaria** facilita la gestión de los sistemas eléctricos en áreas remotas, especialmente en sistemas aislados. La colaboración de la comunidad es crucial para el éxito y la superación de dificultades. Es importante proporcionar información, atender preguntas y sugerencias, y capacitar a la comunidad. Dejar que las comunidades resuelvan por sí mismas problemas técnicos y de gestión aumenta las probabilidades de fracaso, por lo que es ideal una colaboración entre expertos y la comunidad. La gestión de los pagos es crítica y conviene externalizarla para evitar problemas internos en la comunidad. Se debe considerar que:
 - o Puede que las comunidades rurales aisladas sienten que las autoridades las han abandonado, lo que hace que la electrificación rural aislada se convierta en una oportunidad para fortalecer la presencia del Estado en estos entornos.
 - o El modelo de cuota por servicio garantiza la presencia continua del proveedor de energía, estableciendo derechos y responsabilidades de manera similar al tratamiento económico del resto de la población en Paraguay. Es fundamental empoderar a la comunidad local a través de la capacitación de sus representantes, técnicos locales y la instalación de Centros de Atención a Usuarios locales, accesibles en un plazo de menos de 2 horas, por ejemplo. Además, se debe facilitar la interlocución y participación de los representantes de la comunidad en la toma de decisiones.
 - o Para llevar a cabo estas acciones, es necesario identificar, georreferenciar, sensibilizar y caracterizar a la población que no cuenta con servicio eléctrico y que será atendida mediante sistemas fotovoltaicos aislados.
 - o En cuanto a los aspectos de género, la electrificación domiciliar afecta principalmente a las mujeres, ya que suelen encargarse del cuidado y las tareas domésticas. Por lo tanto, es crucial involucrar activamente a las mujeres en los procesos de sensibilización, toma de decisiones como también en el mantenimiento de los sistemas o como usuarias en las soluciones de electrificación (p.e. emprendedoras).
- La **participación del sector privado** ha sido clave en la electrificación. En Brasil, se ha basado en concesionarias privadas y públicas existentes. En Perú, se han incluido nuevos operadores privados mediante contratos Build-Own-Operate-Transfer (BOOT) para la electrificación con sistemas fotovoltaicos aislados. En Argentina-Jujuy, la privatización permitió incorporar programas de electrificación aislada a través de empresas subsidiarias de la concesionaria para atender mercados dispersos.

6.5.2 Marco para la electrificación

Independientemente de la opción elegida, se debe evitar que la red principal de distribución se fragmente en múltiples propietarios, operadores y estándares. En este sentido, se distinguen tres opciones:

- **Renegociación de las concesiones existentes y subasta por separado de nuevas concesiones** para cada modo de electrificación, ajustando el alcance de las concesiones existentes en la extensión de la red eléctrica. Se deberá regular cómo proceder cuando la red principal llegue a las áreas con sistemas aislados, considerando la sostenibilidad de los modelos de negocio.
- **Concesiones independientes para cada modo de electrificación**, similar a la primera opción, pero con la subasta de concesiones para la extensión de la red en las áreas no concesionadas, asignadas al mejor postor según criterios objetivos, posiblemente permitiendo al operador actual igualar la mejor oferta.
- **Subastar áreas no concesionadas para ser gestionadas por un único operador integrando los tres modos de electrificación**, con la asignación a la mejor oferta, basada en criterios objetivos, y ofreciendo la posibilidad de igualar esta mejor oferta por parte de la distribuidora eléctrica más cercana. Esta opción puede variar de diversas formas, como un único operador para todos los modos de electrificación, el subcontrato por parte del operador principal a empresas especializadas en otros modos, o la creación de una entidad concesionaria única para varios propósitos, que integra diferentes empresas con reglas internas claras y una interacción unificada con las autoridades gubernamentales y reguladoras.

6.6 Recomendaciones sobre el modelo de negocio

6.6.1 El modelo de concesión de distribución

Una concesión de distribución (CD) compromete a empresas públicas y al sector privado a movilizar inversiones en el sector de la distribución y suele ser a largo plazo (al menos 20-25 años). En comparación con los contratos de gestión, el nivel de compromiso de la empresa incumbente aumenta en este tipo de concesiones, ya que asumen un mayor riesgo a la espera de un rendimiento. Las concesiones estrictas requieren que el arrendador privado opere, mantenga y amplíe el activo y, al final del periodo de concesión, devuelva el activo, con todas las mejoras, al propietario y reciba un pago por el valor residual de las inversiones realizadas²¹.

En el caso del Paraguay este modelo está representado por la Administración Nacional de Electricidad, ANDE, una institución descentralizada de carácter público y duración ilimitada, responsable del suministro eléctrico en todo el territorio nacional. Es por tanto asimismo la responsable de liderar la supervisión, implantación, monitorización y actualización del presente Plan Nacional de Electrificación de última milla de Paraguay – Acceso Universal en 2028.

21 Jacquot et al. "Assessing the potential of electrification concessions for universal energy access: Towards integrated distribution frameworks" (MIT Working Paper 2019) ofrece una visión completa de los diferentes tipos de concesiones con ejemplos de países en el marco del IDF. <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/130578>

ANDE es la responsable de la elaboración de los planes y programas de desarrollo eléctrico. Al menos cada cinco años propone al Poder Ejecutivo de Paraguay un Plan Nacional de Electrificación, que podrá incorporar y actualizar las recomendaciones del presente Plan Nacional de Electrificación Rural de Paraguay que permita el logro del Acceso Universal 2028.

Finalmente, ANDE tiene además la responsabilidad de reglamentar todo lo referente a generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, cumpliendo de esta manera además con la función de regulador.

Extensión de red y mini-redes

El presente Plan propone que el 64% de la población de la Zona No Electrificada (lejos de la actual cobertura inmediata de la red existente) deberá ser electrificada aún, principalmente, por medio de la extensión de la red (51 mil nuevas conexiones) así como, adicionalmente, por medio de mini-redes aisladas (140 usuarios). Ambos modelos vienen formando parte de la planificación habitual de ANDE en sus planes nacionales de electrificación, y por tanto no se requiere modificar el marco regulatorio ni de modelo de negocio para poder completar esta parte del plan de electrificación.

Sí será necesario sin embargo realizar un impulso a las actividades de planificación detallada, presupuesto, implementación y puesta en servicio de los más de 6,140 proyectos de diversos tamaños incluidos en el Plan, elaborando lotes para la ejecución eficiente de las obras, estableciendo una hoja de ruta factible, y asegurando la disponibilidad de recursos financieros (tal y como se trata más adelante en la Sección 7, Plan de inversión), materiales y humanos conforme a la ambición de cerrar la brecha en el año 2018.

ANDE tiene experiencia en la implementación y operación de proyectos tanto de mini-redes aisladas como de mini-redes conectadas bajo la red (en zonas con baja calidad de servicio de red y que se benefician de la inyección de generación solar y almacenamiento por baterías al final en zonas donde son necesarias líneas de distribución largas). Esta actividad irá en aumento en los próximos años, especialmente debido al abaratamiento de las tecnologías de generación distribuida (*Distributed Energy Resources*, DER, por sus siglas en inglés), al aumento de la demanda y a la necesidad de mejorar la calidad de servicio. El recurso a generación distribuida va a permitir reducir el coste y optimizar las inversiones necesarias en refuerzo de la red de distribución, aunque un análisis en profundidad de esta posibilidad excede el alcance del presente Plan.

La posibilidad de atraer capital privado a la inversión y operación de estas mini-redes (ya sean aisladas o conectadas) aumentaría la velocidad de implementación de las obras necesarias en los próximos años pero requerirá de un marco regulatorio y de remuneración del coste de servicio de la generación, en caso de ser asignada a Productores Independientes de Energía (*Independent Power Producers*, IPPs). La pequeña escala de las inversiones en mini-redes propuesta para el Escenario de Referencia del presente Plan hace innecesaria en la práctica esta reforma en el marco del logro del Acceso Universal, pero destaca la necesidad de un análisis en profundidad esta posibilidad desde una perspectiva más amplia de transición energética, sostenibilidad, calidad y asequibilidad del servicio eléctrico en el medio plazo, y su aplicación en comunidades energéticas integradas en la red.

Sistemas Fotovoltaicos Individuales

El Plan prevé la instalación de 28 mil SFI por un coste de inversión superior a los 78 millones de dólares. Es importante notar que estos costos se han extrapolado de las mejores experiencias en la región (especialmente Perú y Panamá) en digitalización de la gestión de estos sistemas y su operación y gestión remotas.

Como ya se ha indicado anteriormente hay dos modelos de negocio que permiten el despliegue de estos sistemas a gran escala y rápidamente (Pay-As-You-Go y Cuota Por Servicio). La electrificación de la última milla presenta especiales dificultades, tanto en el aspecto logístico de instalación, operación y mantenimiento como por la situación de exclusión y pobreza de esta población más aislada, en zonas donde la presencia del estado, de servicios públicos y de iniciativa privada es muy débil. Desde la perspectiva del Marco Integrado de Distribución (IDF) la necesidad de garantizar que nadie se queda atrás (y por tanto se garantiza el logro el Acceso Universal), de sostener en el largo plazo el suministro eléctrico, y de acompañarlo con la provisión de otros servicios básicos (e.g. educación, salud, comunicaciones) necesarios para promocionar el desarrollo de estas comunidades, el servicio con SFI debe proveerse con un modelo “utility-like” en el que el usuario paga por los servicios recibidos (energía eléctrica, pero muchas veces acompañada de la provisión financiada de los aparatos eléctricos que permiten dar utilidad doméstica, comunitaria y productiva a la energía, y de otros servicios que presentan sinergias con la electricidad, como las telecomunicaciones, el bombeo para riego y provisión de agua potable, el frío para la conservación de vacunas o alimentos, y un largo etcétera).

Facilitar así el proceso de desarrollo acompañando el proceso de electrificación es una tarea compleja en estas regiones, pero necesaria para garantizar en el largo plazo el crecimiento de los ingresos de estas comunidades y la sostenibilidad económica y social del suministro eléctrico.

Las concesiones de distribución para los SFI en zonas aisladas suponen una figura jurídica y reglamentaria más completa y compleja que la franquicia de distribución (DF, *distribution franchise* por sus siglas en inglés). La principal diferencia con la DF es la necesidad de inversiones sustanciales, por lo que requiere una reglamentación adicional en materia de remuneración para reducir el riesgo del concesionario (de no ver debidamente remunerados sus costos de inversión y explotación debido a la baja capacidad de pago de los clientes) y el riesgo de que el consumidor pague demasiado por el servicio (o demasiado poco, haciendo que la actividad de distribución sea insolvente). Como en el caso de la DF, independientemente de que la compañía eléctrica incumbente esté integrada verticalmente o no, la concesión sólo se refiere a las actividades y activos correspondientes al segmento de distribución.

Sociedad instrumental: SPV-SFI

La propuesta en este caso es que el concesionario de los SFI en Paraguay sea una empresa que se constituirá como sociedad instrumental (SPV o *Special Purpose Vehicle*), es decir, con varias entidades participantes, con el único fin de gestionar la concesión. Las SPV no tienen por qué restringirse a la actividad de distribución con SFI, y habitualmente son un recurso útil para la electrificación ya sea integrando diferentes tecnologías (e.g. extensión de redes, mini-redes o sistemas aislados) o extensión de red en países donde la situación de la empresa incumbente de distribución es muy precaria (e.g. África subsahariana). En el caso de Paraguay la propuesta de crear una SPV se restringe al suministro con SFI, dado que ANDE puede asumir en su totalidad el esfuerzo necesario tanto para la extensión de la red como para la instalación de las mini-redes necesarias.

La propuesta de crear una SPV para la electrificación con SFI permite aunar el liderazgo y responsabilidad última de ANDE con la rendición independiente de cuentas de la actividad de distribución con SFI (que debe ser sostenible en si misma, y operar bajo criterios de eficiencia y eficacia en la inversión y la gestión propios de una empresa) junto a la necesaria incorporación de tecnologías y experiencia específicas para la instalación y operación remota de los sistemas individuales, y sobre todo para el trabajo con las comunidades aisladas como se verá más adelante.

Así, la propiedad del SPV puede estructurarse de diferentes maneras. En el caso de Uganda, por ejemplo, la SPV es propiedad en su totalidad del sector privado. Mientras tanto, en Delhi u Odisha (India), el sector privado posee una participación mayoritaria de control en la SPV, mientras que el resto de la

participación de capital está en manos del gobierno. Al final de la concesión, en caso de no renovación de la misma al término del período de contrato, todos los activos se devuelven a la empresa titular. En el caso de Paraguay deberá establecerse quiénes pueden ser los propietarios, ya sean de titularidad pública como ANDE, el propio Gobierno o incluso con la participación de Itaipú, o de titularidad privada, que podrá dirimirse por concurso una vez definido el propósito y alcance del SPV).

Al igual que en el caso de la DF, la SPV asumirá toda la gestión de la empresa de distribución con SFI. En este caso todas las inversiones serán realizadas íntegramente por la SPV, de acuerdo con un plan de inversión que se detalle en su creación, y previa aprobación por parte de ANDE y/o del Viceministerio de Minas y Energía, para cualquier inversión importante.

En el caso general, los activos de distribución de la SPV se dividirán en dos categorías a efectos regulatorios y de modelo de negocio: i) las nuevas inversiones «A» realizadas por el SPV durante la duración de la concesión, y ii) los activos «B» existentes en el momento de la adjudicación de la concesión y sobre los que la SPV toma responsabilidad de operación, mantenimiento y reposición durante la duración del contrato. En este caso los principales los activos serán los propios SFI desplegados (tipo A).

La SPV deberá firmar con ANDE, como entidad concesionaria de referencia en todo el territorio nacional, un contrato de sub-concesión para la inversión, operación y explotación comercial del suministro con SFI para esas 28.000 familias en todo el territorio nacional, conforme a un plan de despliegue que permita el logro de la electrificación del 100% de esta población en 2028, plan que deberá implementar de forma muy rápida y eficaz, conforme a prácticas ya probadas en la región y que permitan aprovechar las lecciones aprendidas.

Habitualmente el regulador, o en este caso ANDE, deberá aprobar los ingresos requeridos (revenue requirement, RR) que debe pagarse al SPV por el coste del servicio asociado a las nuevas inversiones. El RR comprende los costos de capital CAPEX y los costos administrativos, de explotación y de gestión OPEX. Conforme a lo definido en este plan, el RR por usuario conectado es cercano a los 500 dólares anuales por SFI (de media), de los cuales 60 se corresponden al OPEX y 434 a CAPEX. Es importante en este sentido el poder fijar una remuneración para distintos tipos de SFI en función de su capacidad y utilización (doméstica, comunitaria o productiva), siendo la experiencia de Perú con la tarifa BT8, calculada periódicamente por su regulador OSINERGMIN, la referencia en la actualidad en toda la región²².

En cuanto al CAPEX, el modelo REM permite seguir el procedimiento habitual para determinar la base regulatoria de activos de las nuevas inversiones (**Regulatory Asset Base**, RAB) para distintos tamaños de sistemas, características tecnológicas (CA o CC), y conforme a la disponibilidad de recurso solar en cada región en función de su climatología, y así el correspondiente coste de capital a pagar cada año al SPV por este concepto. Se seguiría la habitual remuneración separada de la deuda y los fondos propios que da como resultado el WACC a aplicar a la totalidad de la RAB. La remuneración de los fondos propios podría establecerse desde el principio para todo el periodo (es el caso del 20% de Umeme, o del 16% de Tata Power Delhi). Alternativamente, podría establecerse conforme a las condiciones del mercado de capitales y al propio riesgo de la actividad de distribución con SFI en zonas aisladas. El coste de amortización de los activos se calculará en función de la vida económica de cada uno (baterías, paneles, controladores electrónicos...)²³.

22 <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=BT8>

23 La composición real del capital de la SPV consistirá en una mezcla de deuda y capital, donde la deuda puede tener períodos de retorno mucho más cortos que la vida económica de los activos de los sistemas de energía. El plan de negocio de la SPV debe proporcionar una solución a este desajuste, haciendo uso de una estrategia financiera adecuada.

La rentabilidad garantizada de los fondos propios incentiva la tan necesaria inversión en distribución. En este caso el volumen de fondos no es tan relevante pero sí la atracción de las capacidades técnicas y de modelo de negocio con SFI necesarios para desarrollar el plan en el tiempo previsto .

Al final del periodo de concesión (20 o 25 años son los valores típicos), si la concesión no se renueva, el valor residual de los activos A debe pagarse a los propietarios de la SPV, que se extingue. El Gobierno conserva la plena propiedad de la empresa de distribución.

Condiciones económicas de la sub-concesión

La sub-concesión se adjudica mediante una subasta, en la que se evalúan varios conceptos. En primer lugar, el componente económico clave de la subasta es la puja por la cantidad a pagar al Gobierno (o a ANDE en su caso) para obtener la concesión. El regulador anuncia un valor mínimo para esta cantidad, y los licitadores igualarán o superarán el valor mínimo, o abandonarán la subasta. Por otro lado, a la finalización de la concesión, si ésta no se renueva, el concesionario recibirá el valor residual de todos los activos A que se hayan incluido en el RAB (y de cualquier inversión asociada a los activos B y que se haya permitido incluir en el RAB). De este modo, finaliza por completo la relación entre el concesionario y el Gobierno.

El segundo componente económico de la subasta puede ser un plan de negocio detallado, cuya solidez se evaluará además de los otros dos componentes.

Y el tercer y último componente son los compromisos para cumplir los objetivos de electrificación, el plan de despliegue, las métricas de gestión, o el número de nuevas conexiones, cuyo nivel de realización estará sujeto a penalizaciones o créditos.

Para dar seguridad a los inversores privados, el gobierno puede emitir directrices políticas para aclarar los criterios de licitación, la disponibilidad de rendimientos asegurados y los criterios de fijación de tarifas, entre otros parámetros.

Necesidad de ingresos, tarifas y subvenciones

El regulador (o en este caso ANDE junto con el VMME) calculará las tarifas y el volumen de subsidio necesario que permitirá recuperar los ingresos requeridos (RR) totales establecidos para los SFI. Las tarifas iniciales deben tener en cuenta la capacidad de pago de los diferentes tipos de clientes electrificados con SFI, y las subvenciones necesarias de forma los ingresos estimados que se recauden permitan recuperar este requisito de ingresos.

Nótese la diferencia conceptual entre el requisito de ingresos, que debe reflejar los costos, ya que de lo contrario ningún inversor privado estaría dispuesto a participar en un acuerdo de concesión, y los ingresos estimados recaudados de las tarifas que determina el regulador. Si las tarifas están diseñadas para reflejar los costos, ambas cantidades serán iguales. Si la cantidad recaudada por las tarifas es inferior al coste de suministro, será necesaria una subvención para que la actividad de distribución sea completa. Esta subvención puede desplegarse de diferentes maneras: por ejemplo, una subvención individual directa a algunas categorías de clientes o una cantidad global anual al SPV para que éste se recupere.

La remuneración total se calculará en función del CAPEX y el OPEX de la base de activos en servicio en cada momento, ajustándose la base de la remuneración por el servicio en función de la diferencia entre el RR y los ingresos por tarifa (brecha de viabilidad o *viability gap*) que deberá remunerarse con subsidios directos o cruzados (como se define más adelante en la Sección 7.3) Las tarifas deberán actualizarse considerando tanto el valor y la vida útil de los activos ya invertidos, como su actualización en el tiempo conforme a la

curva de maduración de las diferentes tecnologías (que en el caso de los SFI es muy relevante). Por lo tanto, el SPV tiene el incentivo de mejorar las tecnologías y costos de servicio tanto como sea posible, mientras sea rentable, teniendo también en cuenta cualquier regulación de incentivos.

Una medición adecuada y la atención al cliente pueden requerir inversiones adicionales y costos de operación y mantenimiento. Por otro lado la SPV puede obtener ingresos adicionales procedentes de líneas de negocio paralelas al suministro eléctrico, como la venta financiada de aparatos eléctricos altamente eficientes, adaptados al suministro con SFI tanto en CC como en CA, o la promoción de actividades productivas en las comunidades beneficiarias.

Finalmente, es fundamental para el éxito de la SPV la involucración de las comunidades en el proceso de electrificación. Empezando por la conveniencia de crear comités de electrificación con la participación de las autoridades locales, que permitan acercar a la comunidad a las necesidades, derechos y deberes asociados al suministro eléctrico, a adecuar el cambio tecnológico a los impactos sociales, económicos y medioambientales que el suministro eléctrico va a suponer en la comunidad. La presencia representativa de mujeres en el comité de electrificación favorecerá un adecuado enfoque de género en todo el proceso de acceso a electricidad.

La contratación y capacitación de técnicos locales permitirá asimismo una capilaridad de la SPV en las comunidades suministradas con SFI. Estos técnicos podrán realizar tareas de mantenimiento preventivo de los sistemas, formación de los usuarios y recolección de la tarifa de los clientes (ya sea de forma directa o asistidos por un sistema remoto de cobro electrónico, prepago o periódico). Asimismo podrán realizar tareas asistidas de mantenimiento correctivo puestos en comunicación con los técnicos especializados de la propia SPV. Es especialmente interesante el enfoque de género en la promoción de técnicas locales promovido por instituciones como Barefoot College²⁴.

La creación de Centros de Atención a Usuarios (CAU), relativamente cercanos a las comunidades beneficiarias, permitirá una interacción más ágil con los clientes. En caso de fallo de algún kit solar portátil, no siempre será necesario viajar a cada instalación, sino que el propio usuario, o el técnico local, podrá acercarlo al CAU para su sustitución o reparación. Asimismo estos CAU podrán comercializar lámparas, tabletas, radios, televisores o heladeras de alta eficiencia, adecuadas para el suministro eléctrico mediante SFI. Esta comercialización es, como ya se ha indicado anteriormente, una fuente de ingresos adicionales, pero deberá realizarse en condiciones de financiación adecuadas a la periodicidad de los ingresos en estas zonas rurales aisladas (períodos de cosecha y otras actividades estacionales).

Por último, es especialmente importante la atención a la digitalización en todo el modelo de negocio con SFI en comunidades aisladas. La realidad de estas comunidades, algunas de las cuales no son accesibles en ciertas épocas del año (i.e. estación de lluvias) hace especialmente necesario la posibilidad de operación y gestión remotas del suministro. Incluso en zonas sin cobertura actual de redes móviles, existen experiencias de electrificación inteligente utilizando constelaciones de satélite como Starlink, que apoya ya algunas iniciativas en la región.

24 Ver <https://www.barefootcollege.org> para más información.

6.7 Metodología de implementación, actualización, monitoreo y ejecución del plan nacional de electrificación, identificación de riesgos y medidas de mitigación para su ejecución

Lograr el acceso universal requiere mejoras en el modelo de suministro en zonas aisladas que no deje a nadie atrás, garantice la continuidad del suministro, integre los diferentes modos de electrificación (en la red y fuera de ella) y esté en consonancia con un desarrollo sólido a largo plazo del sector eléctrico. Un marco integrado de la electrificación (dentro y fuera de la red) es fundamental no sólo para alcanzar estos objetivos sino para que el servicio eléctrico sea sostenible en el tiempo.

6.7.1 Hoja del ruta del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028

La figura siguiente muestra los pasos que seguir para poner en marcha el establecimiento de este marco, a partir de los objetivos y proyectos establecidos por el plan nacional de electrificación (Paso 1).



Figura 82: Hoja de ruta del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028

Fuente: González-García, A. A comprehensive decision support framework for the provision of Universal Access to modern power services in developing countries. Tesis doctoral. Universidad P. Comillas. Madrid 2023.

1. Paso 1: Plan de electrificación integrado nacional. Este documento detalla en profundidad el plan de electrificación de mínimo coste para la electrificación de Paraguay. Este paso implica evaluar la ubicación y el coste de las inversiones en electrificación, abarcando las ampliaciones de la red, las mini redes y los sistemas individuales. El objetivo general es diseñar sistemas eficientes que lleguen a todos los clientes residenciales, comunitarios y productivos. El principio rector es la inclusividad: nadie debe quedar excluido de los beneficios de la electrificación, al menor coste posible.

2. Paso 2: Modelos de negocio y marco regulatorio. El segundo paso tras la elaboración del plan tecno-económico es definir quién lo hará, es decir, los modelos de suministro (públicos, privados o mixtos, centralizados o descentralizados) que permitirán la participación de los agentes que desplegarán, operarán y mantendrán la infraestructura y se relacionarán con los clientes finales. Esto

requiere reforzar el marco regulatorio y de suministro conforme a las necesidades y dificultades de suministro de la “última milla” pero acorde a la estructura del sector eléctrico, la política energética y las prácticas de los distintos actores de electrificación, así como, sobre todo, a las necesidades de las comunidades beneficiarias.

- 3. Paso 3: Planificación financiera a gran escala.** Para convertir estos planes en realidad, es esencial una planificación financiera a gran escala. Los modelos de negocio integrados dentro y fuera de la red, regidos por una normativa sólida, constituyen la piedra angular de este paso (concebido como un marco de distribución integrado, dentro y fuera de la red, también descrito más adelante). Mediante el establecimiento de mecanismos financieros, de reducción de riesgos, normativos y políticos, podemos allanar el camino para inversiones de capital sustanciales y garantizar la bancabilidad de los programas de electrificación.
- 4. Paso 4: Agrupación de lotes de proyectos.** El cuarto paso hace hincapié en la importancia de la agrupación geoespacial de lotes de proyectos. Agrupar los lotes de proyectos nos permite alcanzar los tamaños objetivo y las normas de rendimiento de forma eficiente, ajustándonos a las necesidades de los inversores para articular eficazmente los mecanismos de ejecución. Este enfoque ayuda a optimizar el despliegue, minimizando los costos operativos y de mantenimiento en función de las restricciones tecnológicas y de inversión.
- 5. Paso 5: Articulación de la cartera de inversiones.** El éxito de cualquier programa de electrificación depende de la gestión eficaz de la cartera de inversiones. Este paso se centra en los mecanismos de ejecución y asignación de recursos. Implica trabajar con los concesionarios de los proveedores predeterminados, introducir nuevas concesiones, realizar licitaciones/subastas de suministro e implementar la EPC (Ingeniería, Compras y Construcción). La racionalización de la implementación tanto para el suministro a la red como para el suministro fuera de la red garantiza que el progreso se mantenga en el buen camino.
- 6. Paso 6: Monitorización y cuadro de mando de la implementación.** Para mantener un camino claro hacia adelante y garantizar que nadie se quede atrás, es indispensable contar con un sólido tablero de control de la implementación. Este paso consiste en supervisar meticulosamente la implementación, dividiéndola en fases y definiendo indicadores clave de rendimiento (KPI, por sus siglas en inglés Key Performance Indicator) para cada etapa. Se establecen mecanismos correctivos y preventivos, y los planes se actualizan y mejoran según sea necesario, con el firme compromiso de prevenir y rectificar las desviaciones.

La aplicabilidad del plan a lo largo del tiempo requiere además de un enfoque iterativo. Los resultados de cada paso informan la revisión y mejora del Plan Nacional de Electrificación. Al perfeccionar y actualizar constantemente el plan, podemos adaptarnos a las circunstancias cambiantes y extender progresivamente los beneficios de la electrificación a todos.

6.7.2 Principales riesgos y medidas de mitigación

A continuación, se describen riesgos asociados a la ejecución del marco que se muestra en la Figura 82, junto con las medidas de mitigación correspondientes y las principales instituciones que se recomienda que se involucren con cada riesgo y sus correspondientes medidas de mitigación, sin perjuicio de que otras instituciones también participen. Como se comenta en el paso 6, una correcta monitorización del proceso de implementación permite conocer si el plan se está ejecutando de forma satisfactoria o si es necesario introducir medidas encaminadas a corregir las posibles deficiencias.

1. Falta de apoyo de las comunidades locales a la hora de implementar el plan. A la hora de implementar un plan de electrificación es fundamental conseguir el apoyo de las comunidades locales. Dichas comunidades pueden tener preferencias por determinados modos de electrificación o tecnologías de generación que no siempre coinciden con la solución de menor costo desde el punto de vista tecno-económico²⁵.

Para mitigar este riesgo se proponen varias medidas como la realización de campañas de sensibilización centradas en divulgar los numerosos beneficios del acceso a la energía, involucrando a líderes comunitarios y organizaciones en el proceso para facilitar el apoyo y participación de las comunidades. También se recomienda establecer mecanismos de participación y retroalimentación para que las comunidades puedan expresar sus inquietudes y ser parte de la ejecución del plan de electrificación.

El empoderamiento de las comunidades locales mediante su implicación resulta fundamental para una correcta ejecución del plan de electrificación, y promueve el desarrollo de capacidades y habilidades locales, lo que puede tener un impacto transformador en la autonomía y el desarrollo económico de las áreas beneficiarias. Al brindar oportunidades de participación activa en la toma de decisiones y la implementación de proyectos, se fortalece el tejido social y se fomenta la colaboración y el trabajo en equipo dentro de las comunidades. Esto puede generar un sentido de orgullo y pertenencia, impulsando iniciativas de desarrollo sostenible a largo plazo incluso más allá del ámbito de la electrificación.

En la actualidad esta tarea caería bajo la responsabilidad directa de ANDE, con apoyo del gobierno. Parece importante que, especialmente para las zonas aisladas con electrificación con sistemas individuales, se cree una nueva entidad especializada, bajo la supervisión e iniciativa de ANDE, que incorpore las mejores prácticas en gestión de las comunidades aisladas (ver sección 6.6) para monitorizar que no se produzca falta de apoyo y participación de las comunidades locales durante la ejecución del plan de electrificación. Algunas métricas representativas del grado de satisfacción de las comunidades son el resultado de las encuestas de satisfacción realizadas antes y después de la implementación de los proyectos junto con el número de quejas recibidas durante la ejecución del mismo, y el número de interacciones mantenidas con los representantes comunitarios durante la implementación del proyecto.

2. Dificultades técnicas y logísticas en la implementación. El plan nacional de electrificación se basa en información geoespacial obtenida tanto de fuentes públicas y de los actores involucrados. Esta información es esencial para la realización de un plan de electrificación a nivel nacional, pero es necesario complementarla con un equipo de ingeniería que esté sobre el terreno y se encargue de realizar la ingeniería de detalle necesaria para la implementación de los sistemas.

Para evitar dificultades técnicas y logísticas en la implementación de los sistemas, se propone la utilización de personal técnico cualificado y capacitado para llevar a cabo las instalaciones y el mantenimiento de los sistemas de electrificación, además del establecimiento de protocolos de seguridad. También se recomienda la realización de pruebas piloto y evaluaciones periódicas durante la implementación para identificar los problemas técnicos o logísticos que puedan surgir.

25 Santos Pérez, F.J., 2015. Metodología de ayuda a la decisión para la electrificación rural apropiada en países en vías de desarrollo. Tesis doctoral. Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

Un ejemplo de dificultad logística está relacionado con las líneas eléctricas que es necesario construir para implementar el plan de electrificación, que atraviesan grandes terrenos para proporcionar acceso a las comunidades indígenas. En el caso de que no se puedan conseguir los permisos necesarios para atravesar dichas zonas puede que sea necesario reevaluar el modo de electrificación de algunas comunidades, de forma que se electrifiquen con mini-redes o sistemas individuales en vez de con extensiones de la red eléctrica.

ANDE es la institución mejor posicionada para supervisar y gestionar los aspectos técnicos y logísticos del proyecto asegurando que se cumplen los estándares de calidad establecidos y que los problemas que puedan surgir se gestionen con rapidez y efectividad. Algunas métricas relacionadas con las dificultades técnicas y logísticas que se deben monitorizar son el número y la duración de los retrasos respecto a las fechas planificadas, el porcentaje de incremento de costos con respecto a los costos presupuestados, y el tiempo empleado en resolver las incidencias o dificultades imprevistas que surgen durante la ejecución de los proyectos.

3. Definición de los Indicadores Clave de Rendimiento (KPIs por sus siglas en inglés, Key Performance Indicators). Los KPIs actúan como brújulas estratégicas, proporcionando una guía precisa sobre el progreso y la efectividad de cada fase del plan. Definir KPIs claros y medibles para cada etapa establece un marco sólido para evaluar el éxito y la eficiencia del programa en su conjunto. Estos indicadores permiten una monitorización precisa de los resultados, lo que facilita la identificación temprana de desviaciones o áreas de mejora, y ayuda a mantener el enfoque en los objetivos definidos. Al establecer KPIs relevantes y alineados con los objetivos estratégicos del plan (número de nuevas conexiones por modo de electrificación, inversión comprometida y ejecutada, facturación de los nuevos clientes, calidad de servicio...) se proporciona una base objetiva para la evaluación del rendimiento y la identificación de áreas de oportunidad. Esto permite a los responsables del plan adaptar estrategias y asignar recursos de manera eficiente, optimizando así el proceso de electrificación y asegurando la maximización del impacto socioeconómico para las comunidades beneficiarias.

Para evitar una elección inadecuada de los KPIs se recomienda realizar un análisis exhaustivo de metas y objetivos del plan de electrificación facilita identificar los KPIs más relevantes y significativos. También es importante establecer criterios claros y cuantificables para cada fase del programa asegurando que los KPIs sean medibles y orientados a resultados e involucrar a los principales actores en la definición de los KPIs para facilitar su adecuación.

El gobierno junto con la ANDE pueden ser los organismos encargados de que no se produzca una falta de claridad en los KPIs en la implementación del plan de electrificación. Algunas métricas representativas de la calidad de los KPIs son el número de decisiones estratégicas tomadas en función de los KPIs, la frecuencia con la que se miden y actualizan los KPIs, y el impacto de las acciones basadas en KPIs en el progreso del proyecto.

4. Problemas en la monitorización y seguimiento del plan. La monitorización constante permite una toma de decisiones ágil y basada en datos, lo que es esencial para adaptar estrategias y asignar recursos de manera óptima a lo largo del proceso de electrificación. Además, al establecer mecanismos correctivos y preventivos, se puede abordar proactivamente cualquier desviación o problema que surja durante la implementación, asegurando que el plan se mantenga en el camino correcto hacia el logro de sus objetivos.

Una monitorización inadecuada puede llevar a una toma de decisiones desinformada. Sin datos precisos y actualizados, los responsables del plan pueden enfrentarse a dificultades para evaluar el impacto de las estrategias implementadas y para ajustarlas según sea necesario. Esto puede dar lugar a decisiones subóptimas que afectan negativamente a la ejecución del plan de electrificación.

Se propone realizar una capacitación del personal encargado de la monitorización y seguimiento en el uso de herramientas y tecnologías adecuadas para recopilar, analizar y procesar información de manera efectiva. También se deben implementar sistemas de información y tecnologías de la comunicación que faciliten la captación y transmisión de datos en tiempo real, así como el establecimiento de protocolos de reporte y comunicación claros que garanticen que la información llegue a los principales actores de manera oportuna.

ANDE, junto con el GdP desarrollarán la monitorización y seguimiento del plan de electrificación. Algunos indicadores relevantes de la monitorización y seguimiento del plan son el porcentaje de actividades que se retrasan con respecto al cronograma de implementación y la duración de dichos retrasos, y la cantidad de decisiones importantes tomadas que se basan en la información proporcionada por la monitorización y seguimiento del plan.

6.7.3 Gobernanza del plan integrado de electrificación

El éxito en la aplicación del plan, la ampliación y la aceleración de los esfuerzos de electrificación requiere gobernar eficazmente el ecosistema de los organismos gubernamentales nacionales, departamentales y municipales; las empresas de suministro energético, los profesionales, las instituciones financieras y de desarrollo, los bancos, las ONG, el mundo académico y, lo que es más importante, las comunidades beneficiarias. Para acelerar el ritmo de la electrificación es necesario entrelazar la innovación tecnológica, los modelos empresariales disruptivos, la mejora de los marcos institucionales y la toma de decisiones inclusiva de las múltiples partes interesadas, con el fin de garantizar que nadie se quede atrás. La Figura 83 muestra un enfoque conceptual global que integra mecanismos tanto a nivel macro (nacional y global) como micro (local e individual) y el papel de los factores culturales y los valores compartidos dentro del ecosistema para impulsar y acelerar la acción dentro de un marco armonizado de regulación, política y planificación (Marco de Distribución Integrada o MDI). Esboza los mecanismos esenciales para implicar y capacitar eficazmente al gobierno, las empresas nacionales de servicios públicos, los donantes y los actores locales para acelerar el camino hacia la electrificación universal mediante la articulación más rentable de diversas tecnologías y modelos empresariales.

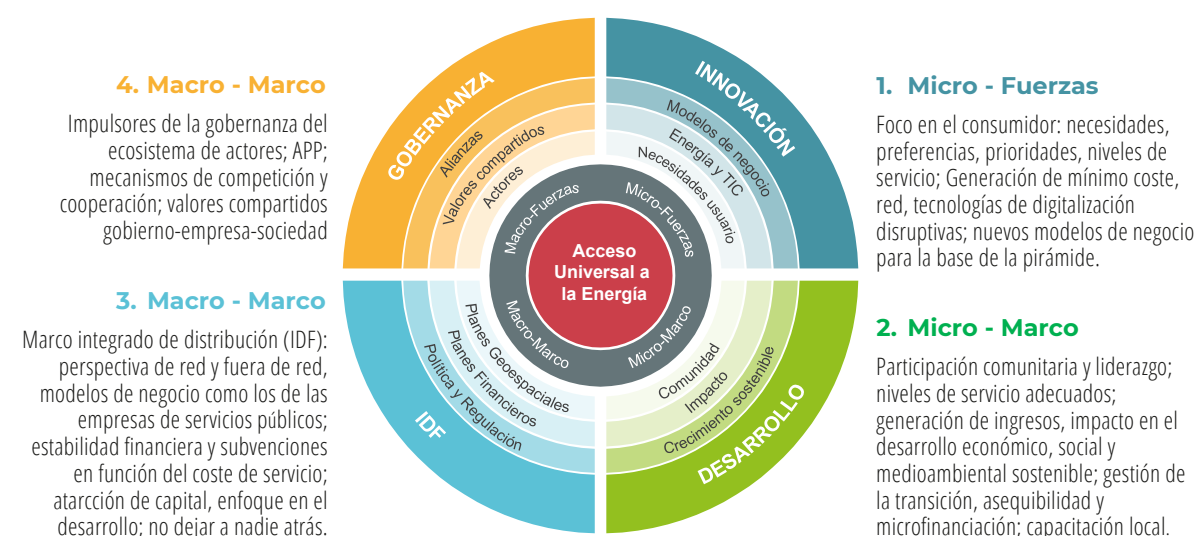


Figura 83: Macro y microfuerzas en juego para lograr el acceso universal a una electrificación sostenible.

Fuente: González-García, A.; Díaz- Pastor, S.J.; Moreno-Romero, A. Un enfoque integral de la gobernanza del acceso universal a la energía sostenible. Sostenibilidad 2023. Para más detalles, consulte: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/revista/en/2265/A_comprehensive_approach_to_the_governance_of_universal_access_to_sustainable_energy

La Figura 83 muestra los elementos clave de este enfoque integral del acceso universal sostenible a los servicios energéticos en cuatro cuadrantes. Dos ejes vertical y horizontal dividen estos cuadrantes. El eje vertical separa los elementos a nivel (micro) local, de cara al cliente, de los que tienen un impacto a nivel (macro) nacional e internacional. El eje horizontal considera, en la parte superior, los principales impulsores de las decisiones sobre el acceso universal (necesidades, avances tecnológicos, innovación, economía y desarrollo).

En el primer cuadrante (Q1, lectura en el sentido de las agujas del reloj, cuarto superior derecho), el enfoque se centra en cada usuario final (necesidades, usos y prioridades energéticas) y en la innovación que ha creado las oportunidades, los motores y las opciones (tecnologías de generación, cocinas limpias y modernas, modelos de gestión y de negocio digitalizados, desarrollo de las capacidades locales) necesarios para un suministro energético eficaz, asequible y sostenible. En el segundo cuadrante (Q2), analizamos las circunstancias y características de los clientes locales, en particular, las consideraciones y elecciones necesarias para abordar las necesidades de desarrollo de la "última milla": las comunidades rurales aisladas y la población de la base de la pirámide, no sólo privada de energía, sino ligada a múltiples dimensiones de exclusión social y económica. En el tercer cuadrante (Q3), diseñamos las características del Marco Integrado de Distribución (MDI) en las circunstancias específicas del país, definidas por la planificación, financiación, regulación y política de electrificación y energía de los gobiernos nacionales y regionales. Por último, en el cuadrante de la gobernanza (Q4), debemos explorar las fuerzas y palancas que pueden movilizar a todos los actores que deben desempeñar un papel en el aumento y la aceleración de la tasa de electrificación y de acceso a la calefacción y la cocina modernas para alcanzar el objetivo del suministro universal en 2028. Estas fuerzas pueden analizarse desde la perspectiva de los gobiernos, las organizaciones internacionales, los donantes y las agencias de cooperación, los bancos privados y los inversores de capital, los promotores, las organizaciones sociales y otros facilitadores, teniendo en cuenta la gobernanza de este complejo ecosistema de actores en la lucha contra la pobreza energética y, en concreto, por el acceso universal.

En este marco amplio de diálogo y toma de decisiones, se recomienda profundizar en diversas cuestiones que se han ido detectando en el marco de las reuniones desarrolladas y con otros actores regionales, pensando en los Pasos 2 a 6 que deberán definir cómo llevar a la práctica los resultados cuantitativos del plan y de las diferentes sensibilidades.

- Se propone también consensuar el reconocimiento del coste de servicio (CAPEX y OPEX) para la remuneración de las mini redes y sistemas individuales en el negocio de distribución de ANDE, estableciendo para los usuarios tarifas fuera de la red equivalentes a las de los usuarios de red (incluyendo la tarifa social) y estableciendo para ello las subvenciones cruzadas o directas necesarias para la sostenibilidad en el largo plazo del suministro mediante la financiación íntegra del coste de servicio (tanto dentro como fuera de la red) en similares condiciones.
- Es posible y conveniente definir sistemas y redes estándar de menor coste (como se ha hecho en la década anterior en Brasil en el marco del programa Luz para Todos) que cumplan con los requisitos de calidad y continuidad regulatoria. Es importante que las propuestas o soluciones sean discutidas previamente con los Agentes Ejecutores, para que se evite la imposición de un determinado estándar, en lo que sería una prerrogativa de ANDE.
- Los aspectos de digitalización son importantes para la reducción de los costos de Operación y Mantenimiento especialmente. Al utilizar sistemas de monitoreo remotos, incluido el intercambio de infraestructura y señal satelital con otras empresas de servicios públicos, de ser factible, proporcionaría una reducción en los costos de operación y mantenimiento de los sistemas.

- La posible definición de nuevos estándares técnicos para sistemas individuales en áreas muy aisladas, para facilitar la logística, la operación y el mantenimiento requiere posiblemente la reducción de parámetros (autonomía y disponibilidad energética) respecto de los previstos en este Plan, que deberá permitir también la evolución tecnológica con la aparición de equipos más eficientes.
- La estandarización y decisiones tecnológicas deberían en la medida de lo posible dejarse en manos de ANDE o del vehículo que se establezca a tal efecto, siempre que cumplan con los requerimientos de seguridad y calidad de suministro definidos para sistemas de red y fuera de la red (mini redes o sistemas individuales). Estos estándares de suministros podrían ser diferentes para cada una de estas tecnologías, incluso previendo adaptaciones de las mismas atendiendo especialmente a las condiciones específicas de la electrificación en zonas muy aisladas y de muy difícil acceso.
- En el caso de la electrificación en el interior de las Estancias, es decir dentro de fincas rurales de gran extensión y titularidad privada o comunitaria, el Plan no ha considerado los sistemas no regulados que puedan estar ya instalados en el interior. Es necesario durante el proceso de implementación coordinar con los propietarios cómo se implantará el sistema eléctrico necesario, su interconexión con la red centralizada en su caso, la homologación y calidad técnica de los sistemas ya existentes, la sustitución de diésel en el caso de sistemas aislados por generación solar 100% renovable, la financiación de las obras necesarias, las actividades de operación, mantenimiento y mejora de los sistemas, todo ello con el fin de garantizar el suministro universal a la población asentada dentro de estas estancias, y que no se queda nadie atrás.
- Para el monitoreo y el cobro remotos es fundamental la cobertura de telecomunicación de datos a costos accesibles, lo que permitiría el desarrollo socioeconómico, además de posibilitar el monitoreo y numerosos avances como la banca, la educación y la medicina a distancia. Con la cobertura de datos se entiende que facilitará el pago de facturas a distancia, la normativa vigente define que los consumidores atendidos por sistemas aislados pueden optar por la facturación mensual, bimestral o trimestral.
- Posiblemente en poblaciones con ingresos estacionales (e.g. dependientes de las cosechas) podrían tener que buscarse otras periodicidades, o la disponibilidad de micro-créditos para adaptar los períodos de cobro de la facturación eléctrica con los de ingresos de la población.
- Sería conveniente establecer un esfuerzo de mejora del proceso junto con ANDE y otros actores nacionales (y posiblemente también internacionales, especialmente de la región) para identificar la aplicabilidad en Paraguay de buenas prácticas en uso en otras regiones, necesidades de capacitación y recursos, o eficiencias que se pueden lograr. Una estimación del margen de mejora podría necesitar de una auditoría de procesos detallada respecto de los distintos modos de electrificación (fuera y dentro de la red).
- La sostenibilidad del suministro será altamente dependiente de la buena gestión de los procesos de O&M, atención al cliente a través de canales eficaces de comunicación, con un seguimiento constante del desempeño y calidad del servicio.
- Sería de interés el estudiar las sinergias entre el suministro eléctrico de sistemas aislados y el suministro de electrodomésticos y otros aparatos de uso doméstico (heladeras, TV, ventilación, ordenadores portátiles, etc.) pero especialmente equipos productivos.



7. PLAN DE INVERSIÓN

Una vez establecido el plan óptimo técnico-económico y tomada una decisión sobre los modelos de negocio a utilizar (ver sección 6.6), la siguiente cuestión es cómo financiar el plan. La capacidad de sostener las necesidades de ingresos del responsable (ya sea ANDE en exclusiva o a través de determinados SPV o franquicias) considerando los tres modos de electrificación (extensión de la red, mini-redes y sistemas individuales) es un reto que refleja en gran medida el desarrollo y la situación económica del país, la situación del sector de la distribución, la salud del sector financiero y la capacidad de atraer capital y financiación privados internacionales, así como el apoyo de los organismos multilaterales. Los diversos retos que afronta el sector eléctrico en Paraguay y que se han abordado someramente en la sección anterior, tienen un impacto en este caso en la dificultad de aplicar una tarifa que refleje el coste de servicio y que permita la sostenibilidad intrínseca del negocio de la distribución eléctrica (dentro y fuera de la red) haciendo necesarios, tanto para los consumidores existentes que ya los vienen recibiendo como especialmente los nuevos usuarios (cuyo costo de servicio será por regla general mayor por encontrarse en zonas de difícil acceso), los subsidios al consumo. Sin embargo, la salud económica del sector eléctrico en general, más allá del negocio específico de la distribución, es muy buena en especial gracias al excedente que supone la generación hidráulica y las exportaciones de energía. Esto hace factible y sostenible en el largo plazo el alcanzar el objetivo de acceso universal con los mecanismos actualmente en uso. Veremos además que el impacto del plan de inversiones de la cantidad de 346 millones de dólares de 2024 a 2030 en la conexión de los nuevos usuarios es pequeño en comparación con el resto de inversiones previstas en el sector eléctrico, tanto en generación (1,174 millones²⁶ entre 2021 y 2030) como en transporte (2,993 millones em el mismo período²⁷) o distribución (1,205 millones 2021-2030²⁸), asociadas a la transición energética y a la mejora de la seguridad y la calidad del suministro.

26 Plan Maestro de Generación 2021-2040 de Paraguay (disponible en https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PLAN%20MAESTRO%20DE%20GENERACION%202021-2040.pdf)

27 Plan Maestro de Trasmisión 2021-2030 de Paraguay (disponible en https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PLAN%20MAESTRO%20DE%20TRANSMISION%202021-%202030.pdf)

28 Plan Plan Maestro de Distribución de Corto y Medio Plazo 2021-2030 (disponible en https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PLAN%20MAESTRO%20DE%20DISTRIBUCION%202021-2030.pdf)

El liderazgo debe partir primero del gobierno, conjuntamente con ANDE, y está claro que los mecanismos de financiación deben integrar los tres modos de electrificación simultáneamente. Así, la necesidad de integración aparece en el plan tecno-económico, en la coordinación entre los modelos empresariales y reglamentarios de los tres modos de electrificación y en los esfuerzos del gobierno por definir un plan financiero que reúna a todos los actores financieros para cubrir los costos de todo el plan de electrificación y lograr una situación financiera estable compatible con el acceso universal a la electricidad.

Este mandato de electrificación necesitará como ya se ha citado inevitablemente subvenciones, que se definen a continuación en el plan, no sólo por el coste relativamente más elevado del servicio en las zonas rurales (que suelen estar más limitadas por la falta de acceso) que en las zonas urbanas, sino también por la menor asequibilidad de los beneficiarios, ya que la falta de electricidad está asociada a niveles de desarrollo y de ingresos más bajos, sobre todo para las poblaciones que viven en zonas rurales y remotas. El tipo de subvención variará, desde las subvenciones cruzadas de tarifas hasta los pagos directos a ANDE o a cualquier vehículo que se cree a tal efecto para modos de electrificación específicos o una combinación adecuada. El impacto sin embargo del acceso universal en la tarifa será muy pequeño, dado que el monto total del subsidio necesario para el acceso universal supone el 2.44% de los ingresos por tarifa de ANDE en un año. Este monto de dinero se puede cubrir o con recursos adicionales o con subsidios o con un incremento de la tarifa eléctrica general.

7.1 Sostenibilidad del modelo de negocio

Como ya se ha detallado en la Sección 6.6, el modelo de negocio propuesto para Paraguay supone diferenciar el tratamiento por un lado del servicio de conexión a la red (ya sea el sistema interconectado central o la conexión a mini-redes aisladas o conectadas bajo la red), como una extensión del marco actual del suministro por red de ANDE, y por el otro la definición de un marco sostenible para la inversión, operación, mantenimiento y reposición de sistemas fotovoltaicos individuales.

Mientras para la densificación y la extensión de la red el modelo regulatorio y de inversión está totalmente definido, es necesario prestar atención específica a los SFI. Este informe presenta un punto de partida para el desarrollo de los mecanismos específicos que garanticen el capital y la participación de los actores especializados en la implementación y operación eficiente de los SFI en zonas rurales aisladas, siempre bajo la supervisión y responsabilidad última de ANDE.

En ambos casos, la remuneración del proveedor de servicio eléctrico se debe regir por el principio de coste de servicio para los tres modos de electrificación, para cubrir tanto la amortización de la inversión efectuada como los costos de operación, mantenimiento, gestión y reposición eficientemente incurridos, en base a una tarifa calculada para la sostenibilidad del global del sistema eléctrico en el largo plazo, y estableciendo el mecanismo de subsidio cruzado que garantice la asequibilidad de las tarifas por las poblaciones prevalentemente pobres de nueva electrificación.

- En casos apropiados, estos costos deben abarcar los gastos iniciales relacionados con la identificación y caracterización de las comunidades beneficiarias, su participación, la educación cívica y la formación.
- La determinación de esta compensación preestablecida puede surgir de forma natural de un procedimiento público establecido por el Gobierno de Paraguay y ANDE, siendo recomendable la creación de la figura de un regulador independiente que pueda calcular estas tarifas y sancionar las regulaciones adecuadas para el modelo integrado de distribución. En caso de que se opte por la atracción de otros actores para la electrificación fuera de la red, el valor de este coste de servicio puede por un lado basarse en las especificaciones del plan y contrastarse con las ofertas provenientes de un proceso competitivo de licitación.

- Esta compensación será revisada periódicamente (cada cuatro años suele ser una buena práctica), y podrá ajustarse según la evolución de ciertos parámetros.

Para establecer las tarifas habría que considerar varias recomendaciones recogidas a continuación:

- **Para la extensión de red y las mini-redes, se establecerá una tarifa única para los consumidores finales del mismo tipo**, ya sea que estén conectados a la red principal o a mini-redes. Esto asegurará que no haya una propagación de tarifas diferentes en el país para servicios similares, especialmente si el concesionario es el distribuidor incumbente en la zona. En caso de estimarse conveniente atraer nuevos actores en zonas aisladas para mini-redes, diferentes del distribuidor incumbente (ANDE), la tarifa regulada para cada mini-red será igual a la establecida por ANDE en su área.
- Para el **suministro con sistemas individuales se propone un nivel mínimo de acceso**, que en este plan incluye la iluminación, cargador de móvil, energía para una televisión o una tableta, e incluso una pequeña heladera. Este nivel mínimo debe permitir cubrir servicios básicos con dispositivos de consumo eficiente, con tarifas subsidiadas accesibles y opciones de equipos de mayor capacidad sin aumentar el subsidio. Para estos sistemas individuales, **se propone el modelo de cuota por servicio**. Este modelo garantiza la presencia continua del proveedor eléctrico, promoviendo así el empoderamiento de la comunidad local y su papel en el desarrollo. Además:
 - o Facilita la transición del usuario a otros modos de electrificación en el futuro.
 - o Asegura un suministro eléctrico continuo incluso si es necesario reemplazar el equipo.
 - o Demuestra a las comunidades aisladas la presencia activa del proveedor eléctrico.

Esta cuota será fija y mensual, subsidiada para hacerla asequible dada la capacidad de pago limitada de los usuarios en zonas no concesionadas.

7.2 Hoja de ruta de proyectos de inversión

Como ya se ha detallado en la sección 3, el Plan de Acceso Universal a la Electricidad prevé la extensión de la red en más de 6,100 nuevos tramos, la instalación de 6 nuevas mini-redes y el suministro de más de 28,000 sistemas fotovoltaicos individuales.

7.2.1 Plan de inversión para alcanzar el acceso universal

Todos estos proyectos se han detallado para cada uno de los departamentos, indicando el año de ejecución. En la Figura 84 y Figura 85 se desglosa cada uno de los proyectos, el número de consumidores conectados, el coste de inversión, el CAPEX regulatorio anualizado (en función de la vida útil de cada uno de los activos) y el coste de operación, mantenimiento y administración OPEX, por departamento, año de ejecución y tipo de solución (extensión de red o mini-red).

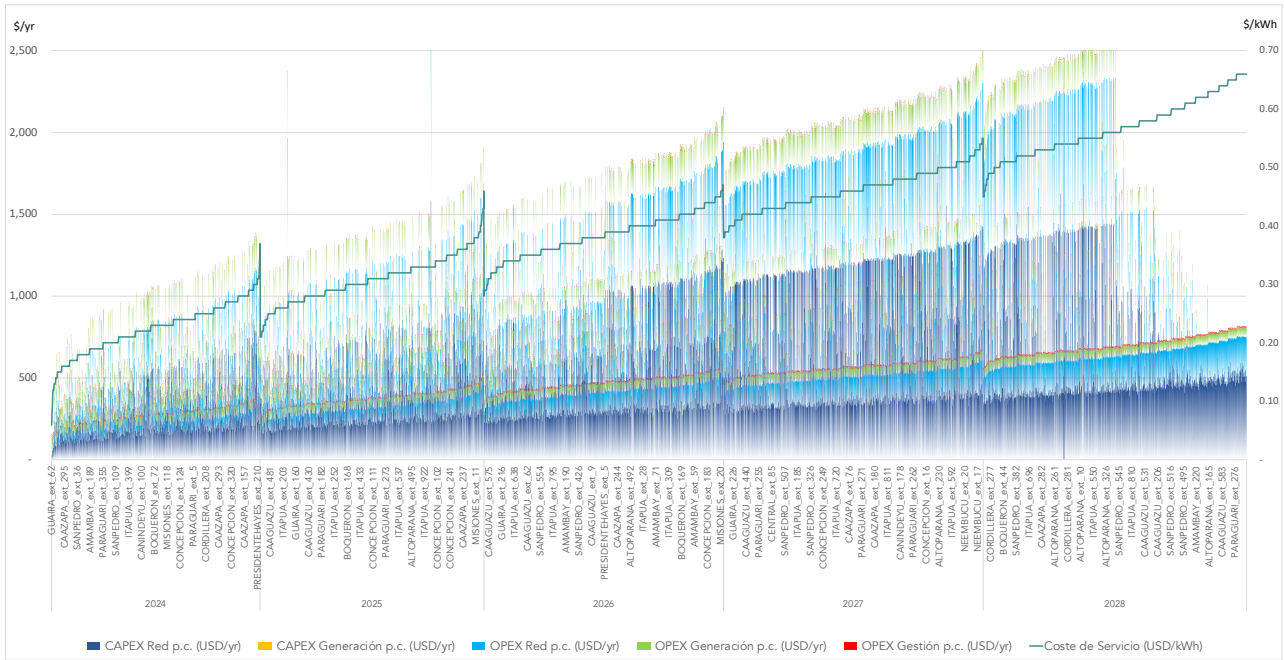


Figura 84. Desglose anual de proyectos de extensión de red para el Plan Nacional de Electrificación, ordenados por eficiencia en el coste de suministro eléctrico (coste de servicio en USD/kWh), mostrando los costos anuales por cliente (CAPEX y OPEX) para las diferentes regiones.

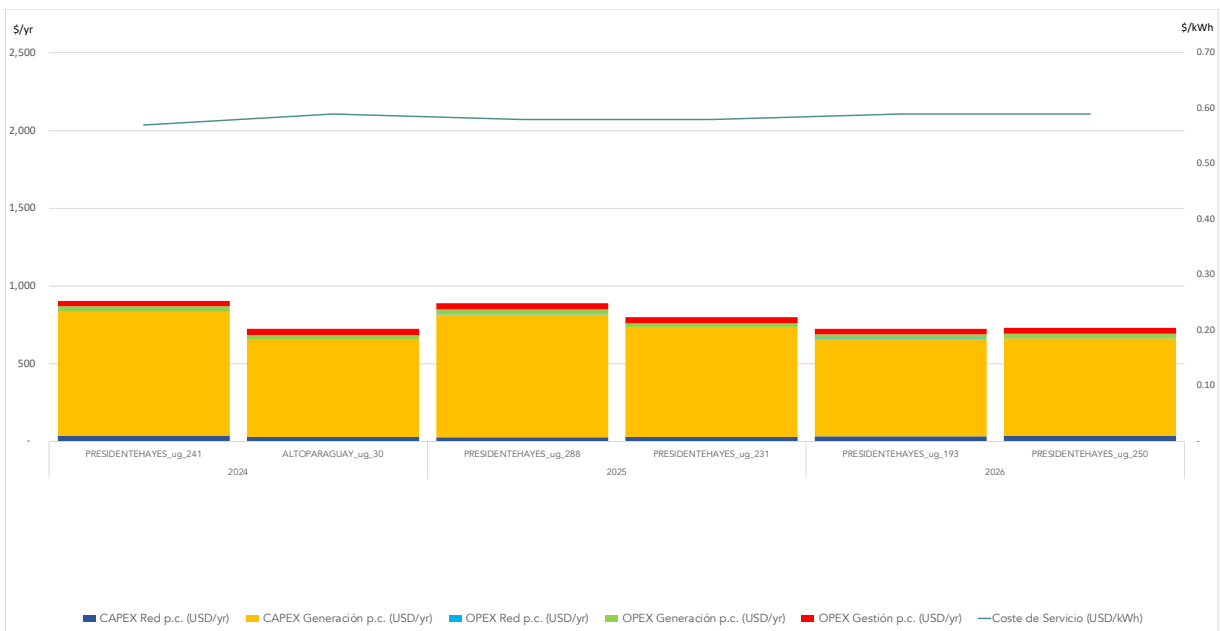


Figura 85. Desglose anual de proyectos de mini-redes para el Plan Nacional de Electrificación, ordenados por eficiencia en el coste de suministro eléctrico (coste de servicio en USD/kWh), mostrando los costos anuales por cliente (CAPEX y OPEX) para las diferentes regiones.

7.3 Plan financiero sostenible

El modelo económico-financiero se construye en torno a cuatro pilares: el plan de despliegue de la nueva red de distribución, que corresponde con el plan de electrificación 2024-2028 y las inversiones en el 2029-2043, los ingresos de la operación del sistema esperados-requeridos para apoyar la inversión en la red, el plan de trabajo asociado a dicho desarrollo empresarial y la estructura de financiación global que permite cerrar el círculo y su viabilidad:

- Tal y como se indica en la descripción del plan de electrificación en la sección 5, las nuevas inversiones en la zona no electrificada se desplegarán durante el periodo 2024-2028, en el que habrá una combinación óptima y mínimo coste entre extensión de la red, mini-redes y sistemas individuales para lograr la cobertura universal de la población al final del periodo. Posteriormente durante el periodo 2029-2043 (20 años) siendo el objetivo mejorar la conectividad de la población a la red, se despliega una cierta cantidad de CAPEX para hacer frente al crecimiento de la población y del consumo. Además, se ha supuesto y modelado que todos los gastos de capital incurridos serán reemplazados una vez amortizados teniendo en cuenta los diferentes componentes de la red, las tecnologías empleadas y los respectivos periodos de esperanza de vida.
- Por lo tanto, nuestro flujo de ingresos se generará en su mayor parte a partir de los ingresos procedentes de los diferentes tipos de clientes que paguen su consumo a la tarifa correspondiente
- La estructura de los costos de operación incluye el coste de la energía aguas arriba, es decir, el coste del servicio de generación y transmisión; los costos de operación y mantenimiento (incluidos todos los gastos de operación/anuales) y los gastos administrativos (la facturación/servicio directo al cliente y otros gastos generales), además de la provisión de algunas cantidades previstas de deudas incobrables de los clientes.
- El fondo de maniobra se ha calculado incluyendo los cobros comerciales ordinarios, las facturas y los pagos comerciales necesarios para poner en marcha y operar el negocio. También se ha modelado el calendario fiscal.
- La financiación se ha estructurado considerando el apoyo de Financiación Concesional de bancos de desarrollo, estimando la estructura, el importe, el plazo y los términos en condiciones permite financiar el despliegue inicial de la red, así como las pérdidas de operación iniciales previstas.

La financiación también se ha estructurado teniendo en cuenta la gran necesidad de financiación inicial, así como la necesaria después de 2028 para apoyar la estrategia de despliegue de la red explicada anteriormente.

7.3.1 Supuestos principales del modelo financiero

En la Tabla 21 se presentan los principales supuestos utilizados en la construcción del modelo económico y financiero.

Tabla 21: Supuestos principales para elaboración del modelo financiero

Categoría principal	Métrica principal	Supuesto principal	Comentarios
Macro	PIB	2.3%	
	Inflación del dólar	2%	
CAPEX	El despliegue de la red, los costos de inversión asociados incurridos en un año determinado y la conexión de todos los consumidores se supone que evolucionarán de forma proporcional a lo largo del año en curso que se considere, por lo que se establece como convención que la inversión se realiza a mitad de año para cada CAPEX adicional y nuevos clientes (se considera el mismo supuesto para el coste de energía aguas arriba) y para los gastos de operación y mantenimiento.		
	<ul style="list-style-type: none"> Periodo 2024/2028.- Despliegue de la red para conectar a los clientes que faltan para lograr el acceso universal a finales de 2030. Periodo 2029/2043.- Inversiones para hacer frente al crecimiento de la población y del consumo, así como inversiones de reemplazo según el calendario específico de D&A. 		
	Periodo 2024/2028	231 millones de dólares	
	Periodo 2029/2043	51 millones de dólares	
	Total de CAPEX (2021/2040):	282 millones de dólares	
	- Extensión de red	64.2%	
	- Microrredes	0,2%	
	- Sistemas Aislados	35.6%	
Depreciación y Amortización	Extensión de red	100% CAPEX: 25 años	
	Densificación	100% CAPEX: 25 años	
	Microrredes	71% CAPEX: 25 años	
		12% CAPEX: 15 años	
		17% CAPEX: 10 años	
	Sistemas Aislados	100% CAPEX: 10 años	

Categoría principal	Métrica principal	Supuesto principal	Comentarios
Ingresos	Incremento de la población	2024/2030: El plan de electrificación se está llevando a cabo bajo el supuesto de la población esperada en 2030.	
		2031/2043: Se continúa la tendencia de crecimiento población utilizada en el plan de 1.23% anual.	
	Aumento de la demanda eléctrica por consumidor	2024/2030: El plan de electrificación se está llevando a cabo bajo la hipótesis de la demanda prevista por consumidor en 2030.	
		2031/2043: Se continúa la tendencia de crecimiento de demanda eléctrica utilizada en el plan de un 4% anual.	
	Tarifa Aplicada	Se aplica Pliego tarifario vigente a los diferentes tipos de consumidores según su rango de consumo.	
	Tarifa de los Sistemas Individuales Aislados	Por la dificultad de facturar a estos consumidores por la medición de su consumo, se les aplica una tarifa plana mensual diseñada de forma similar a lo que paga un cliente de red por un servicio similar, en torno a 1USD/mes.	
	Ingresos por las actividades de comercialización	No se han descrito otros ingresos	
Ingresos por aumento tarifario.	Se ha calculado cuál es el aumento de la tarifa media necesario para la electrificación universal	Incremento del 2.44%	

Categoría principal	Métrica principal	Supuesto principal	Comentarios
Costos de Operación	Coste de la energía aguas arriba	El coste del servicio aguas arriba utilizado, igual a la suma del coste de generación más el de transmisión.	
		Se hace el supuesto que dichas estimaciones de inversión en generación y transmisión, y sus correspondientes costos, van a ser suficientes para cubrir la demanda de los consumidores conectados por densificación y extensión de red.	
		Periodo 2024/2030: crece de 0.042 USD/kWh hasta 0.049 USD/kWh.	
		Periodo 2031/2043: siguiendo la tendencia crece hasta el valor 0.069 USD/kWh en 2043.	
	Costos de distribución (O&M-incluidos todos los gastos de operación/anuales)	Calculado como porcentaje de las inversiones realizadas (% del CAPEX).	
		Un promedio del 2% del CAPEX de extensión de red.	
		Un promedio del 2% del CAPEX de densificación.	
		Un promedio del 0.8% del CAPEX de microrredes.	
		Para los SAS el coste promedio anual es de 100 USD/sistema que aumenta anualmente con la inflación.	
	Cantidad prevista de deuda incobrable de los consumidores	Un 2% del ingreso por tarifa.	
	Gastos administrativos (la facturación/servicio directo al cliente y otros gastos generales)	Se establece una cantidad por consumidor (USD/cliente) que crece anualmente con la inflación	
		9 USD/cliente para extensión de red.	
9 USD/cliente para densificación.			
16 USD/cliente para microrredes.			

7.3.2 Principales Resultados del modelo financiero

Los resultados fundamentales derivados del modelo financiero se analizan siguiendo la misma estructura que en la tabla del apartado anterior.

El Plan de Inversiones de Capital (CAPEX)

El despliegue del CAPEX obedece a lo especificado por el plan tecno-económico de electrificación, que se ha elaborado con el objetivo de alcanzar una cobertura total de la población con una calidad de suministro aceptable para finales del 2028. Para satisfacer este objetivo todas las inversiones necesarias se completarán en dos etapas distintas que permitirán a las operaciones de expansión del negocio hacer frente a un importante reto de ejecución y financiación.

Como se muestra en la Figura 86, el CAPEX para el mix de tecnologías se despliega en paralelo para todas ellas a lo largo del periodo 2024-2028. Entre 2029 y 2043, tanto el CAPEX de reposición como las inversiones adicionales. Y forman parte del compromiso del concesionario de continuidad de suministro, para hacer frente a la reposición de equipos obsoleto, la necesidad adicional por el crecimiento previsto de la población y el aumento de la demanda (mucho menor que el que supone el impulso inicial de la electrificación), y se abordan directamente

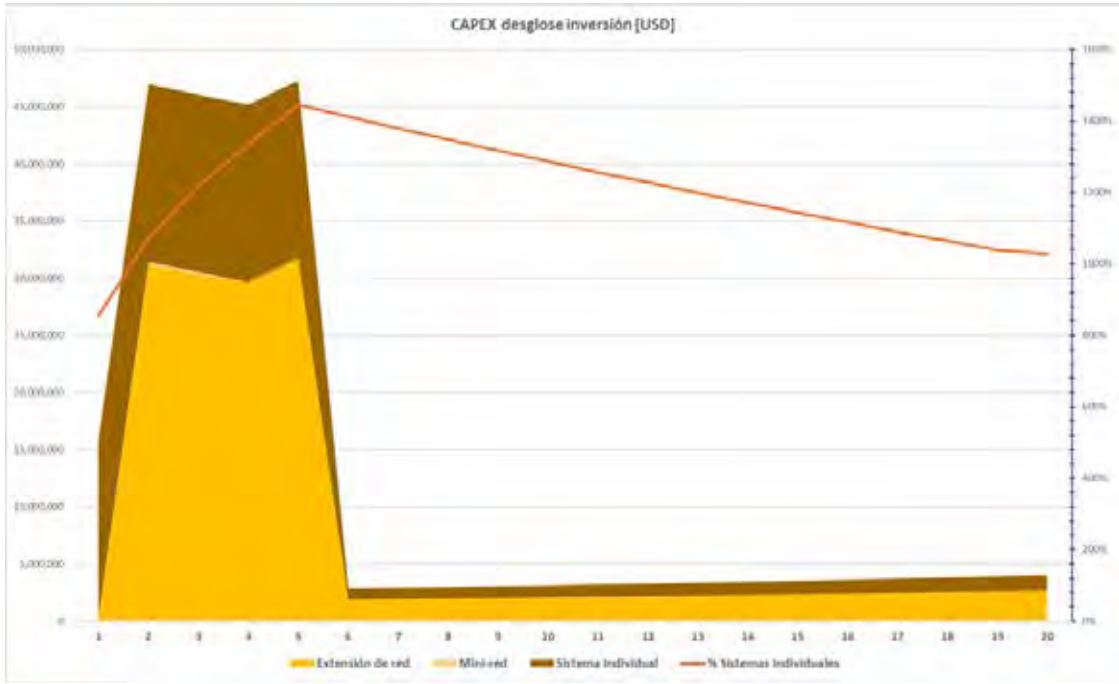


Figura 86: Plan de inversiones de capital

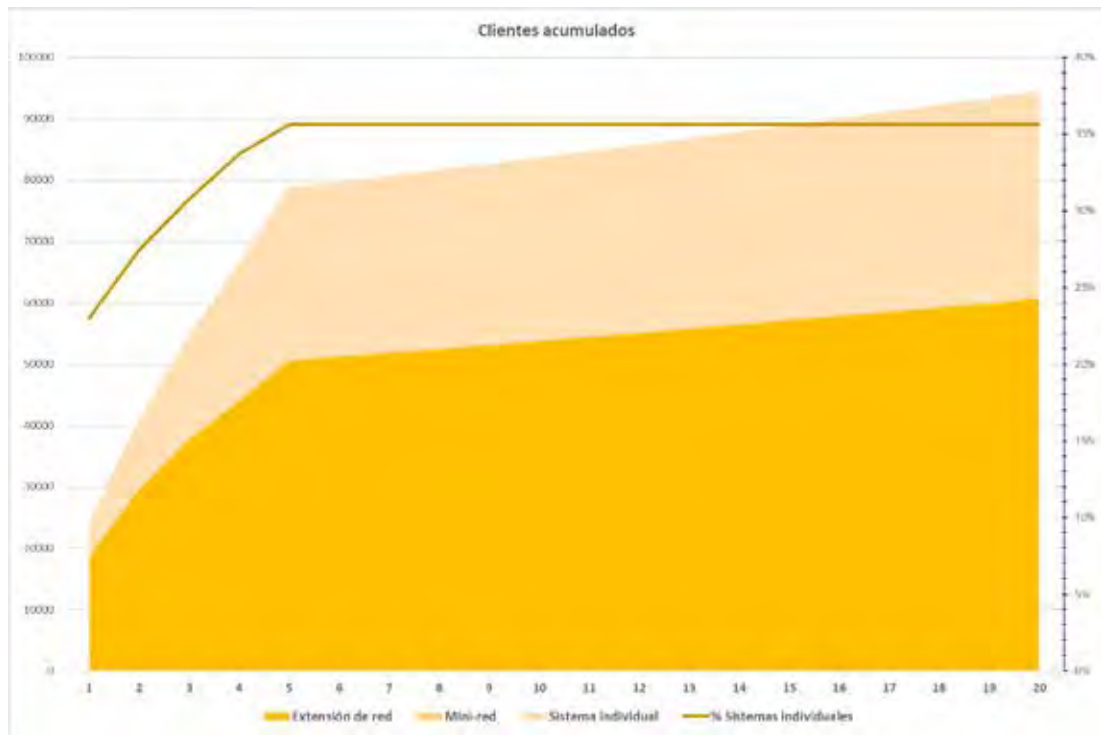


Figura 87: Número acumulado de consumidores por tecnología

Modelo de Ingresos

El modelo de ingresos está formado primero por la recaudación procedente del pago de la tarifa eléctrica. Para ello, se aplica el Pliego Tarifario vigente a los diferentes tipos de consumidores según su rango de consumo (0.0112 USD/kWh para clientes domiciliarios de menor consumo y 0.0559 USD/kWh para clientes comunitarios y productivos). A los usuarios de sistemas individuales aislados (SAS), a los que no se factura en función de su consumo, se les aplica una tarifa plana mensual correspondiente al tramo más bajo de suministro, en torno a 1 USD/mes.

Para garantizar la sustentabilidad financiera de la electrificación en zonas aisladas, se ha calculado la brecha de viabilidad (viability gap, en la Figura 88 el área en azul claro), como la diferencia entre el nivel de ingresos por tarifa (área azul oscuro) y los ingresos necesarios para cubrir el coste de servicio en la zona no electrificada (revenue requirement, representado por la suma de las dos áreas conjuntamente). Considerando el bajo valor de la tarifa aplicable a estos usuarios, el valor del subsidio necesario para la viabilidad del modelo financiero mostrado como línea verde en la misma figura es de un 700% respecto de los ingresos, tal y como se muestra en la Figura 88.

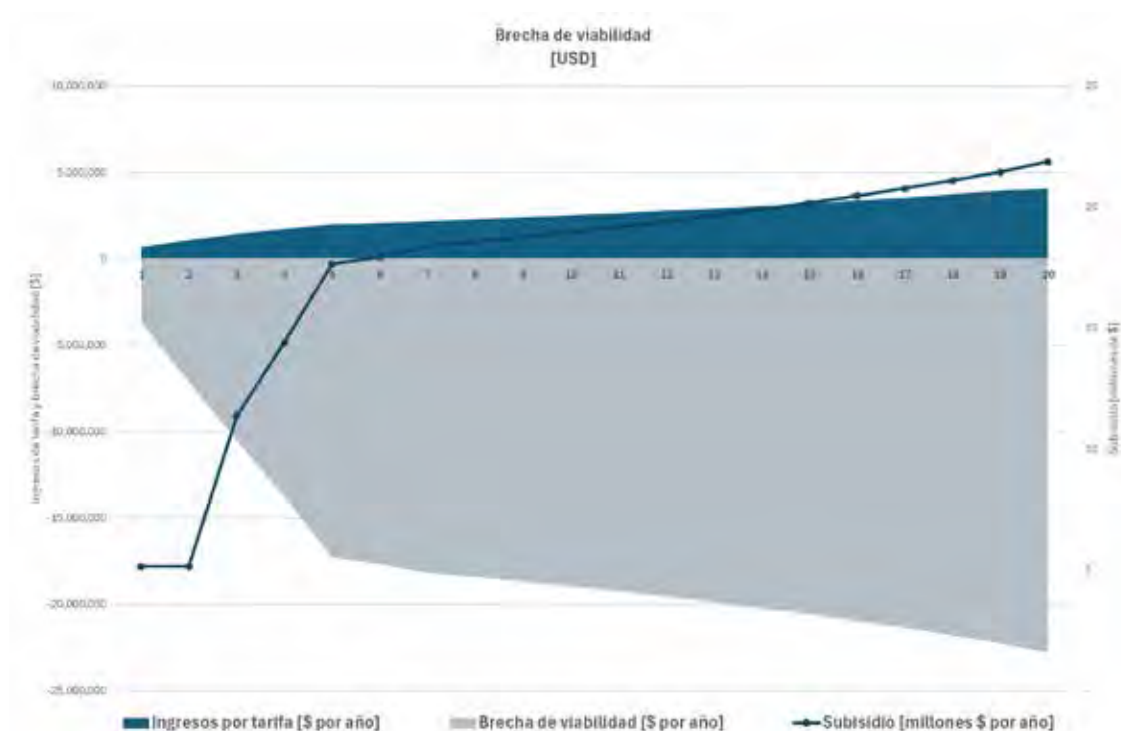


Figura 88: Modelo de ingresos por tarifa y subsidio para las zonas no electrificadas

La brecha de viabilidad alcanza un valor de 17 millones de dólares/ anuales en el momento en que se logra el acceso universal en 2028, y supone un 2.44% de los ingresos totales por tarifa de ANDE. Lo cual supone que con un incremento de la tarifa de tan solo un 0.5% anual en los próximos 5 años se podría financiar todo el esfuerzo de electrificación universal. Sin embargo, si no se aborda esta subida tarifaria, el déficit asociado llegará a los 353 millones de dólares en 20 años.

Es importante poner este esfuerzo en el conjunto de la inversión en el sector eléctrico para los próximos años (más de 5,300 millones sumando las previsiones de los Planes Maestros de Generación, Transporte y Distribución). Considerando además que la tarifa actual no refleja el coste total regulado del sistema, este pequeño incremento propuesto para financiar el plan de acceso no es relevante, puesto en el contexto del conjunto de esfuerzos que el sistema tiene ya previsto realizar.



8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Paraguay tiene una alta tasa de electrificación: cerca del 100% de la población tiene acceso a la electricidad, siendo el porcentaje de cobertura urbano superior al rural. Con el objeto de alcanzar el acceso universal a la electricidad, se ha visto necesaria la realización de una planificación basada en información geo-referenciada.

El principal objetivo es el desarrollo de un plan nacional de electrificación como base para alcanzar la meta de acceso universal a la energía a 2028.

A la hora de elaborar el plan, se han empleado datos del sector eléctrico de Paraguay, e información de la realidad de la región como su topografía y zonas protegidas. A pesar de esto, la solución aquí planteada se presenta como unas directrices generales que tendrán que ser profundizadas a la hora de la implementación de los proyectos de electrificación, cruzando información detallada de la localidad en cuestión.

El plan desarrollado con el Modelo REM para las zonas no electrificadas de Paraguay muestra que el principal esfuerzo deberá ir encaminado a dotar de energía eléctrica a los habitantes de las **zonas fuera de la red por medio de más de 6,100 proyectos de extensión de red, que suponen tanto el 64.21% de la población fuera de red (50,557 clientes) como el 66.11% de la inversión (153 millones de USD)**. El coste medio de inversión por cliente para los consumidores electrificados con extensiones de red es de 3,025 USD.

Para el resto de población de las zonas no electrificadas, las soluciones de mínimo coste supondrían la **electrificación con 6 mini-redes de 140 usuarios (0.18% de la población fuera de red), y la provisión de soluciones individuales a otros 28,043 consumidores (35.61% de la población fuera de red), con una inversión de 0.8 y 78 millones respectivamente**. La inversión media por cliente está en 5,455 USD para las mini-redes y 2,769 USD para los sistemas individuales.

Adicionalmente a las zonas no electrificadas, el proyecto ha tomado en cuenta también la **densificación de la red existente**, para la nueva población que se asentará de aquí a 2030 en las zonas con infraestructura eléctrica existente (ya sea procedente de migración en la región o por el propio crecimiento vegetativo de la misma). El incremento en la cifra total bajo la red se calcula en unos **383 mil clientes**, y para ellos el coste estimado de **inversión es de 115 millones de dólares** (en torno a 300 USD por cliente).

Junto a la especificación en detalle del Plan Nacional de Acceso Universal para el Escenario de Referencia Propuesto, se realiza un análisis de sensibilidad que incluye varios escenarios y sensibilidades. Dicho análisis de sensibilidad muestra que el Plan Nacional de Acceso Universal propuesto presenta un comportamiento robusto frente a los parámetros estudiados.

ANDE ha fijado 2028 como el año objetivo para finalizar la hoja de ruta de todos estos proyectos, logrando en esa fecha el Acceso Universal a la Electricidad del 100% de la población con fuentes 100% renovables. Para ello es necesario un liderazgo enérgico por parte del Gobierno de Paraguay y de ANDE, estableciendo los mecanismos de implementación necesarios, especialmente para la electrificación de las comunidades más aisladas con sistemas individuales fotovoltaicos, permitiendo la incorporación de actores privados en la escala necesaria para la ejecución del plan.

Respecto de los modelos de negocio y regulatorios, este plan no plantea modificaciones fundamentales al modelo de suministro por extensión de redes. En el caso de las mini-redes se propone que se sitúen bajo el mismo marco tarifario que el de los usuarios del sistema interconectado a la red, garantizando la remuneración del coste de servicio en caso de que terceros actores puedan participar del proceso de electrificación por como Proveedores de Servicio Independiente (IPPs).

Por otro lado, la propuesta para la escalabilidad y sostenibilidad del suministro con Sistemas Fotovoltaicos Individuales, con el objetivo de lograr su total despliegue antes de finales 2028, especifica que su implantación se deberá articular a través de una sociedad instrumental (SPV o *Special Purpose Vehicle*), es decir, con varias entidades participantes, con el único fin de gestionar la concesión de estos SFI. Esta propuesta de crear una SPV para la electrificación con SFI permite aunar el liderazgo y responsabilidad última de ANDE con la rendición independiente de cuentas de la actividad de distribución con SFI (que debe ser sostenible en si misma, y operar bajo criterios de eficiencia y eficacia en la inversión y la gestión propios de una empresa) junto a la necesaria incorporación de tecnologías y experiencia específicas para la instalación y operación remota de los sistemas individuales a escala, y sobre todo para el trabajo con las comunidades aisladas de forma adecuada y basada en experiencias de digitalización ya probadas.

Finalmente, este mandato de electrificación necesita de un plan de financiamiento sostenible que permita la ejecución de las obras, su operación y mantenimiento, y ampliación futura. El principal reto está en las zonas aisladas, donde el coste de servicio es mucho más elevado que en las zonas urbanas y peri-urbanas (como se desprende de los proyectos planteados por el plan para estas regiones remotas rurales). Estas zonas además suelen estar igualmente afectadas por una menor asequibilidad de los beneficiarios, dado que la falta de electricidad está asociada a niveles de desarrollo y de ingresos más bajos. Por todo esto, el plan hará necesario regular las subvenciones adecuadas que garanticen su sustentabilidad. El tipo de subvención variará, desde las subvenciones cruzadas de tarifas hasta los pagos directos a la distribuidora o a cualquier vehículo que se cree a tal efecto para modos de electrificación específicos o una combinación adecuada. Sin embargo, el análisis financiero desarrollado muestra como el impacto del plan de acceso universal en el total de la operación de ANDE será muy pequeño, dado que el monto tal de subsidio para el acceso universal supone menos del 2.5% de los ingresos por tarifa de ANDE del año 2022.



9. BIBLIOGRAFÍA

- ABC (2023): Presentan al TSJE proyecto para ampliar la tarifa social de la ANDE, web: <https://www.abc.com.py/economia/2023/11/07/presentan-al-tsje-proyecto-para-ampliar-la-tarifa-social-de-la-ande/>, accedido: abril 2024.
- R. Amatya, M. Barbar, M. Brusnahan, P. Ciller, F. de Cuadra, P. Dueñas, D. Ellman, A. González-García, S.J. Lee, C. Mateo, R. Palacios, I.J. Pérez-Arriaga, R.J. Stoner, C.R. Vergara Ramírez (2018): Computer-aided electrification planning in developing countries: the Reference Electrification Model (REM), Working paper IIT-18-112^a, web: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_working_paper.php.es?id=347, accedido: abril 2024.
- ANDE (2023): Memoria anual 2022.
- S.C. Bhattacharyya; D. Palit (2021): A critical review of literature on the nexus between central grid and off-grid solutions for expanding access to electricity in Sub Saharan Africa and South Asia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021, 141, 110792. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110792>.
- BID/División de Energía (2022): NOTA TÉCNICA No IDB-TN-2497.
- E. Chessin, R. Cook, E. Gessesse, M. Solano-Peralta (2017): Practical Guide to the Regulatory Treatment of Mini-grids". web: <https://erranet.org/download/practical-guide-to-the-regulatory-treatment-of-mini-grids/?wpdmdl=42483&refresh=67a2bd188b2e81738718488>, accedido: abril 2024.
- P. Ciller, S. Lumbreras (2020): Electricity for all: The contribution of large-scale planning tools to the energy-access problema. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. Volume 120, 2020, 109624, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109624>.
- CNMC (2017): El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada. Visión en Iberoamérica. ISBN 9788491523772. 1ª Edición. Civitas Thomson Reuters. 2017. personas". <https://accesouniversalalaenergia.files.wordpress.com/2021/04/ods-7-en-iberoamerica-segib-ariae-maue.pdf>
- J. Eisman, J. Olivares, A. Moreno, A. Verástegui, C. Mataix. (2013): La electrificación con pequeños sistemas fotovoltaicos domiciliarios ¿un cambio de paradigma? Congreso Internacional sobre Acceso Universal a los Servicios Públicos de Energía. Lima 2013.

- Energy Sector Management Assistance Program. 2019. Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers - Executive Summary. ESMAP Technical Report;014/19. © World Bank, Washington, DC. <http://hdl.handle.net/10986/31926> License: [CC BY 3.0 IGO](https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/).
- Energy Sector Management Assistance Program. 2022. Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers. Washington, DC: World Bank. www.esmap.org/mini-grids_for_half_a_billion_people. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO
- Gobierno del Paraguay (2001): Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE, Ley N° 27510), web <https://cdn.www.gob.py/uploads/document/file/898418/LEY-27510.pdf?v=1593527172>, accedido: abril 2024.
- Gobierno del Paraguay (2021): ANDE construirá la primera planta de energía solar en el Chaco, web: <https://www.ande.gov.py/interna.php?id=8673>, accedido: abril 2024.
- González-García; P. Ciller; S. Lee; R. Palacios; F. de Cuadra García; J.I. Pérez-Arriaga (2022): A Rising Role for Decentralized Solar Minigrids in Integrated Rural Electrification Planning? Large-Scale, Least-Cost and Customer-Wise Design of Grid and Off-Grid Supply Systems in Uganda, *Energies Journal*. 15(13), 4517. <https://doi.org/10.3390/en15134517>.
- L. Ini (2022): Firman contrato para una planta solar con almacenamiento en Paraguay, web: <https://www.pv-magazine-latam.com/2022/08/03/firman-contrato-para-una-planta-solar-con-almacenamiento-en-paraguay/>, accedido: abril 2024.
- IRENA (2018): Policies and regulations for renewable energy mini-grids, ISBN: 978-92-9260-083-9, web: <https://www.irena.org/publications/2018/Oct/Policies-and-regulations-for-renewable-energy-mini-grids>, accedido: abril 2024.
- Mateo, T. Gómez, A. Sánchez, J. Peco, A. Candela (2011): A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 190-197, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2052077.
- Perez - Arriaga, D. Nagpal, G. Jacquot, R. Stoner (2020): Integrated Distribution Framework: Guiding principles for universal, Global Commission to End Energy Poverty, Working paper, web: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/56159/IIT-20-169A.pdf?sequence=1&isAllowed=y>, accedido: abril 2024.
- F.J. Santos Pérez (2015): Metodología de ayuda a la decisión para la electrificación rural apropiada en países en vías de desarrollo. Tesis doctoral. Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- R.P. Ortiz, J. I. Pérez-Arriaga, P. Dueñas, A. González-García, M. Eslava, M.J. Révolo (2020). Colombia Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Hoja de Ruta para la Energía del Futuro. Foco No. 4. Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios. BID y BM. Ministerio de Energía, Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/7686/Foco_4._Cierre_de_brechas_mejora_de_la_calidad_y_diseño_y_formulacion_eficient_JTF0ADK.pdf
- Rwanda Energy Group (REG 2019): The National Electrification Plan: Report on definition of technologies (On-grid and off-grid) at village level, web: http://www.reg.rw/fileadmin/user_upload/Task_Design_of_the_National_Electrification_Plan_in%20Rwanda_Report.pdf, accedido: abril 2024.
- Tenenbaum, C. Greacen, T. Siyambalapatiya, J. Knuckles (2014): From the Bottom Up: How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa. *Directions in Development*. Washington, DC: World Bank. doi: 10.1596/978-1-4648-0093-1. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0
- UNIDO (2020): The Clean Energy Mini-Grid Policy Development Guide, web: <https://www.ruralelec.org/wp-content/uploads/2024/06/CEMG-Development-Guide-EN.pdf>, accedido: abril 2024.

ANEXO I.

Datos de entrada de REM: Escenario de Referencia Propuesto

Como se ha mencionado previamente, los resultados de REM se basan en una combinación de **datos de locales**, como la localización de los consumidores y su demanda; **datos de equipos**, es decir el catálogo tecno-económico de los componentes y **preferencias de usuario**, que son parámetros relacionados con las preferencias del cliente y decisiones estratégicas.

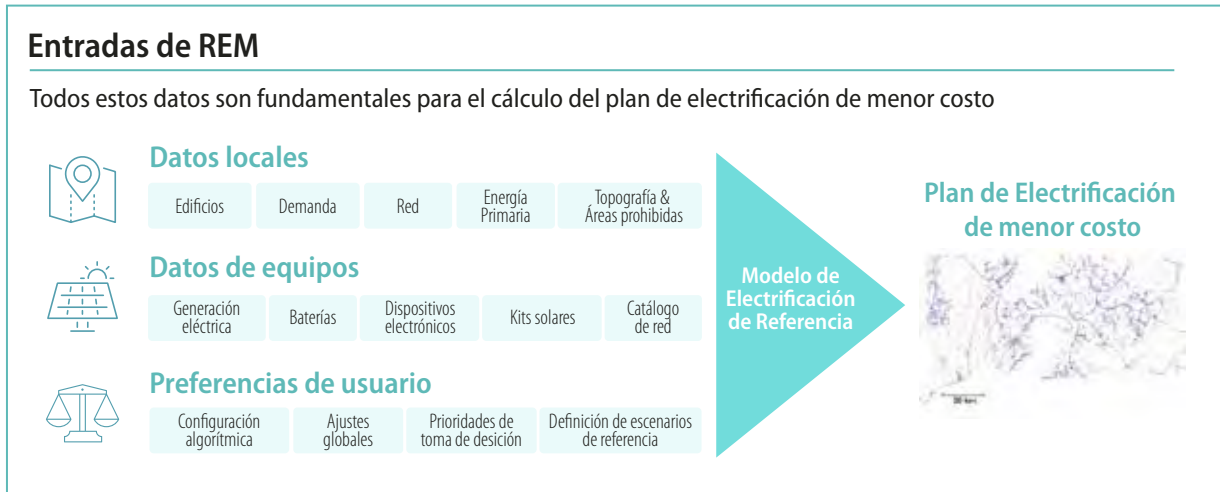


Figura 89: Resumen de datos de entrada REM

Este anexo se recoge el detalle de los datos de entrada empleados en el plan georreferenciado óptimo de Acceso Universal a Electricidad en Paraguay.

Datos locales

Los datos locales usados para la elaboración del Plan Integrado se detallan a continuación, empezando por los datos los consumidores y la demanda, la red, la energía primaria disponible como la topografía y áreas protegidas.

Consumidores

El modelo REM trabaja a un nivel muy alto de granularidad espacial: a nivel usuario. Por eso, un paso crítico en la captación de datos es la **identificación geoespacial de las unidades consumidoras que no tienen servicio eléctrico**. Estos consumidores serán los que el modelo REM evalúe durante el estudio y asigne la solución óptima de mínimo coste para su electrificación.

Para este proyecto se han considerado los siguientes tipos de consumidores: usuarios residenciales, comunitarios y productivos. Se han obtenido las ubicaciones de los diferentes consumidores mediante capas. Para los consumidores residenciales se han usado las siguientes capas: 1) Consumidores NIS²⁹ actualizados (ANDE), 2) Consumidores NIS (ANDE/CRECE) y 3) Viviendas y viviendas indígenas (INE/

29 NIS: número de identificación de suministro.

CRECE). Para los usuarios comunitarios y productivos se han usado las siguientes capas: 1) Servicios (INE/CRECE), 2) Servicios de Salud Pública (MSPyBS), 3) Listado de Instituciones (MEC) y 4) Ubicación de Pozos Subterráneos (MADES).

Como se ha mencionado en la sección 2 la localización de los consumidores residenciales adicionales se ha estimado utilizando imágenes satelitales y mediante el HRSL de la Universidad de Columbia. En conjunto se obtuvo una población residencial en 2030 de 2,489,965 (ver Tabla 1).

Demanda

El modelo REM utiliza el perfil horario de demanda y puede distinguir entre tipos de consumidores asignando distintos perfiles de demanda a cada tipo de consumidor (residencial, escuela, centro de salud, pequeño uso productivo, etc.).

El perfil horario empleado para este estudio se muestra en la figura inferior y está basado en las experiencias previas en proyectos de electrificación rural. El tipo de consumidor residencial incluye las viviendas del INE, las viviendas indígenas del INE y los consumidores generados a partir del HRSL.

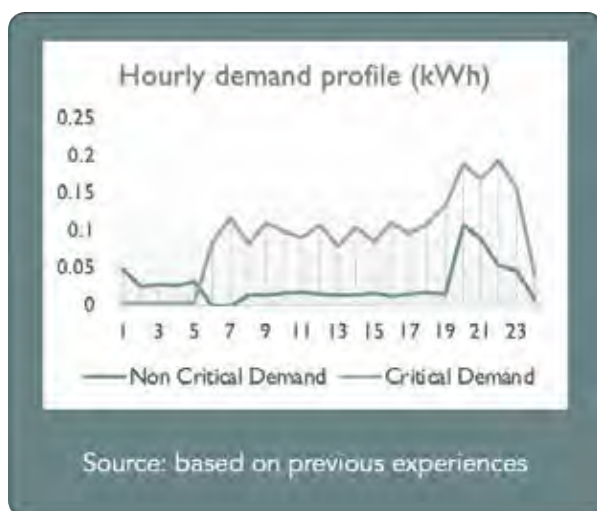


Figura 90. Perfil horario de demanda

La demanda inicial de cada tipo de consumidor se basa en experiencias previas y se muestra a continuación.

Tipo	Demanda año inicial [kWh/año]
Residencial*	840
Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES): Pozos	2.520
Ministerio de Educación y Ciencia (MEC)	4.200
Instituto Nacional de Estadística (INE): Servicios	4.200
Ministerio de Salud Pública y Bienestar Social (MSPyBS)	8.400
Cuerpo de Bomberos Voluntario (CBV)	4.200

Tabla 22. Demandas anuales iniciales según tipo de usuario

Red de Media y Baja Tensión existente

La infraestructura de distribución existente es una pieza clave de los datos de entrada pues sirve para evaluar el estado de electrificación de los usuarios identificados, y para la planificación de las extensiones de red.

Se obtuvo información de múltiples capas con la información de la infraestructura de distribución existente en Paraguay, la cual se muestra en el siguiente mapa:

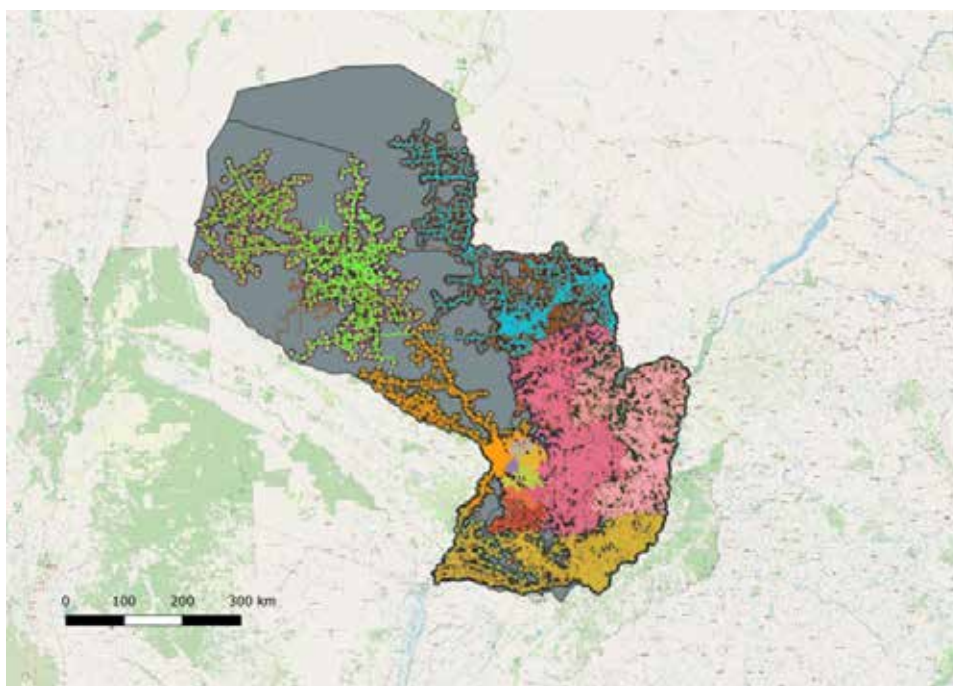


Figura 91. Mapa de la infraestructura de la red de distribución existente.

Energía primaria

Para el diseño de la generación aislada en los paneles solares y también para la evaluación de las soluciones aisladas con mini-redes, REM utiliza para dos fuentes de energía: solar y el diésel.

Para hacer un buen modelado horario de la energía solar disponible, el modelo precisa la irradiación solar horaria y anual en la zona de estudio. Se ha tomado la información de irradiación solar de Paraguay de las fuentes públicas del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

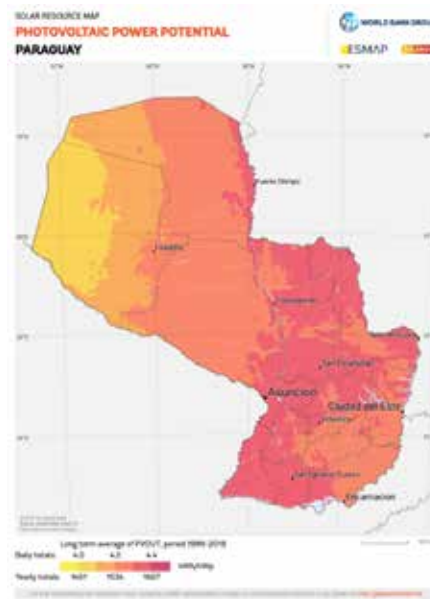


Figura 92: Mapa de irradiación solar en Paraguay

El modelo REM puede calcular sistemas híbridos solar-diésel para asegurar un cierto nivel de fiabilidad contando con el apoyo de este carburante en las horas bajas de batería. El modelo permite limitar este uso de diésel para las soluciones según se decida por las partes interesadas.

Para este estudio se ha establecido un costo medio de diésel de 2 USD/L, aunque no se ha permitido el uso de generación diésel en el Escenario de Referencia.

Topografía y áreas protegidas

REM utiliza la información topográfica y de áreas protegidas para añadir restricciones y penalizaciones en el coste de cruzar determinadas zonas al instalar una infraestructura permanente. Esta información es importante ya que hay que considerar que determinadas características de terreno adversas implicarán sistemas más pequeños e incluso soluciones aisladas. En este proyecto se ha tenido en cuenta la topografía natural de la región (ríos) y áreas protegidas (lagos, selvas, parques naturales, etc.) los humedales y el mapa ráster de alturas de la región.

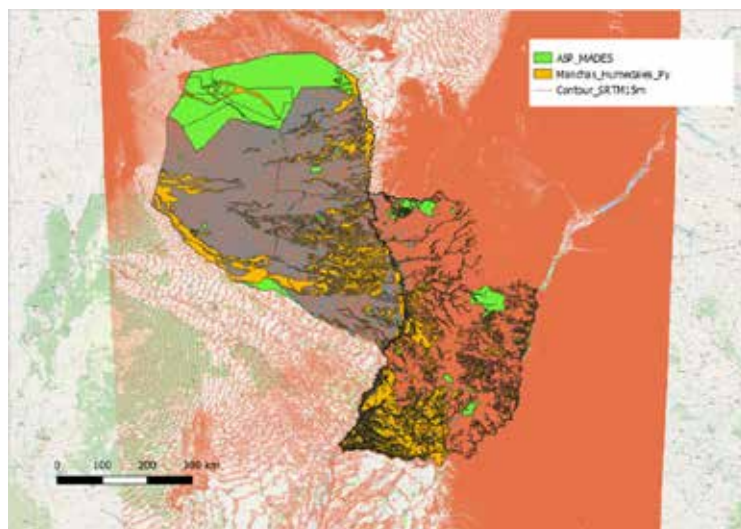


Figura 93. Mapa de la topografía, áreas protegidas y humedales en Paraguay.

Datos de equipos

A continuación, se presentan los valores utilizados para la elaboración del Plan Integrado.

Catálogo de generación

El catálogo de generación para sistemas aislados de REM utiliza parámetros tecno-económicos para **paneles fotovoltaicos, baterías, controladores de carga e inversores y generadores diésel.**

Generación de electricidad, Paneles fotovoltaicos: La siguiente tabla muestra los valores tecno-económicos de paneles solares. Los costos de inversión se han obtenido de experiencias internacionales.

Potencia [kW]	Coste de inversión [USD]*	Coste de instalación [sobre el coste de inversión]	O&M anual [sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Vida útil [años]	Pérdida de capacidad anual [p.u.]
0,05	45	100	1	5	25	0,007
0,3	240	100	1	5	25	0,008

* El Coste de inversión indicado fue adaptado a 10% de economía de escala para equipo más grande.

Tabla 23. Catálogo de paneles solares

Almacenamiento para la generación de electricidad: La siguiente tabla muestra los valores tecno-económicos de paneles solares. Los datos se han obtenido de experiencias previas, basados en optimización. Sólo se han considerado las baterías de iones de litio.

Energía [kWh]	Coste de inversión [USD]*	Coste de instalación [sobre el coste de inversión]	O&M anual [sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	SOCmin []	SOCmax []	Eficiencia []	Capacidad al final de vida útil []	I _{max} de carga [A]	I _{max} de descarga [A]	V _{nom} [V]	Vida útil en energía [kWh]
0,1	22	100	1	5	10	100	92,2	80	2	1,8	48	200
8,6	1901	100	1	5	20	100	92,2	80	180	360	48	17000

Tabla 24. Catálogo de baterías

Electrónica de potencia: controladores de carga e inversores. Las siguientes tablas muestran los datos utilizados. Los datos del catálogo de controladores de carga, el catálogo de inversores, y el resto de los datos de entrada están basados en experiencias internacionales.

Capacidad nominal [kW]	Coste de inversión [USD/kW]	Coste de instalación [sobre el coste de inversión]	O&M anual [sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Vida útil [años]	Eficiencia []
0,05	481	10	1	2	15	95
0,12	375	10	1	2	15	95
0,24	283	10	1	2	15	95
1,44	215	10	1	2	15	95
3,84	133	10	1	2	15	95
4,13	131	10	1	2	15	95

Tabla 25. Catálogo de controladores de carga

Capacidad nominal [kW]	Coste de inversión [USD/kW]*	Coste de instalación [sobre el coste de inversión]	O&M anual [sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Vida útil [años]	Eficiencia Inversor []	Eficiencia Rectificador []	Ratio Rectificador/ Inversor [p.u.]
0,15	280	25	1	2	15	95	80	0,8
0,2	280	25	1	2	15	95	80	0,8
0,25	279	25	1	2	15	95	80	0,8
0,3	279	25	1	2	15	95	80	0,8
1	278	25	1	2	15	95	80	0,8
1,5	276	25	1	2	15	95	80	0,8
5	268	25	1	2	15	95	80	0,8
6	265	25	1	2	15	95	80	0,8
10	255	25	1	2	15	95	80	0,8
11,4	252	25	1	2	15	95	80	0,8

Tabla 26. Catálogo de inversores

Generación de electricidad, generadores diésel: La siguiente tabla muestra los valores técnico-económicos de algunos generadores diésel. Los datos se han obtenido de experiencias internacionales previas. Es importante destacar que en el Escenario de Referencia no se permite el uso de diésel, por lo que los generadores diésel se emplearán únicamente en los escenarios de la sección 3 correspondientes a la sensibilidad 1, en los que se precisamente se estudia el impacto del uso de diésel en el plan de electrificación.

Capacidad [kW]	Coste de inversión [USD]	Coste de instalación [sobre el coste de inversión]	O&M anual [sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Eficiencia 1/4 carga [l/kWh]	Eficiencia 2/4 carga [l/kWh]	Eficiencia 3/4 carga [l/kWh]	Eficiencia 4/4 carga [l/kWh]	Consumo sin carga [l/h]	Capacidad mínima [kW]	Tiempo arranque [h]	Tiempo parada [h]	Fuel de arranque [l]	Vida útil [h]
5	3200	80	5	25	0,5	0,442	0,408	0,385	2,19	0,5	0	0	0	35000
20	6750	80	5	25	0,467	0,413	0,381	0,359	2,286	2	0	0	0	35000
40	10000	80	5	25	0,43	0,38	0,35	0,331	2,415	4	0	0	0	35000
100	20000	80	5	25	0,37	0,31	0,292	0,28	2,801	10	0	0	0	35000

Tabla 27. Muestra de catálogo de generadores diésel

Catálogo de red

REM utiliza un catálogo de red con características técnico-económicas para líneas de BT, MT y transformadores MT/BT. Los costos de inversión también incluyen los costos de postes, pérdidas no técnicas, etc. Los datos técnicos fueron proporcionados por ANDE.

Nombre	Resistencia [ohm/km]	Reactancia [ohm/km]	Corriente nominal [A]	Corriente máxima [p.u.]	Tensión [kV]	Fases	Coste de inversión [G/km] / [USD/km]	Coste de mantenimiento preventivo [USD/(año*km)]	Coste de mantenimiento correctivo [USD/fallo]	Tasa de fallos [fallo/(km*año)]
LV_1	1,29	0,67	155	1	0,4	1	40,445,455 / 5,541	2,8	427	0,133
LV_2	1,12	0,29	155	1	0,4	3	95,329,091 / 13,061	2,8	427	0,133

Tabla 28. Catálogo de red de BT

Nombre	Resistencia [ohm/km]	Reactancia [ohm/km]	Corriente nominal [A]	Corriente máxima [p.u.]	Tensión [kV]	Fases	Coste de inversión [G/km] / [USD/km]	Coste de mantenimiento preventivo [USD/(año*km)]	Coste de mantenimiento correctivo [USD/fallo]	Tasa de fallos [fallo/(km*año)]
MV_1	1,12	0,39	155	1	22,9	3	59,939,800 / 8212	700	900	0,133
MV_2	0,56	0,36	242	1	22,9	3	89,506,030 / 12,262	700	900	0,133

Tabla 29. Catálogo de red de MT

Nombre	Potencia instalada [kVA]	Pérdidas de vacío [kW]	Resistencia de corto (BT) [ohms]	Máximo número de salidas	Fases	Tensión MT [kV]	Tensión BT [kV]	Coste de inversión [USD]	Coste de mantenimiento preventivo [USD/año]	Coste de mantenimiento correctivo [USD/fallo]	Tasa de fallos [fallo/año]
CT_1	25	0,14	0,06	2	3	22,9	0,4	4799	80,2	25,8	1,1
CT_2	45	0,285	0,034	2	3	22,9	0,4	5899	80,2	25,8	1,1
CT_3	100	0,336	0,02	2	3	22,9	0,4	7246	80,2	25,8	1,1

Tabla 30. Catálogo de transformadores

Preferencias de usuario

Al ejecutar el modelo REM se tienen en cuenta parámetros de proyecto, políticos, de costos y empresariales que se consideran preferencias del usuario y decisiones estratégicas. Estos parámetros son del tipo:

- Parámetros de proyecto: número de años a considerar para el proyecto, tasa de descuento, etc.
- Parámetros estratégicos: número mínimo de usuarios por mini-red, limitar el uso del diésel, el forzar a REM que otorgue la misma solución técnica para una misma zona administrativa, Coste de Energía No Servida (CENS), etc.
- Parámetros globales: estos son los niveles de tensión nacionales, el coste de la energía de distribución, la fiabilidad de la red, el crecimiento previsto de la demanda anual, el crecimiento previsto de la población, etc.

La mayoría de estos parámetros han sido obtenidos de conversaciones con las partes interesadas del plan.

PARAMETRO	DESCRIPCIÓN	VALOR PROPUESTO
PROYECTO		
Horizonte de planificación	Número de años para considerar la implementación del plan	2028 (4 años)
Tasa de descuento		10%
Fiabilidad de la red	Porcentaje de energía suministrada respecto a la demanda	98% (promedio)
Crecimiento anual de demanda energética	Crecimiento medio previsto de la demanda para el periodo de análisis	2% (basado en Estudio de mercado proporcionado por ANDE clientes 2023-2030)*
Mínimo número de usuarios en una mini-red		20
PARÁMETROS TÉCNICOS		
Vida útil de la infraestructura de red		25 años
Coste de energía de red	Coste de energía de distribución	0.042 USD/kWh (basado en de tarifa monómica en media tensión para consumidor industrial conectado a MT (ANDE))
Coste de conexión por usuario	Coste de conexión por usuario Coste de los contadores / protecciones / líneas auxiliares	65 USD (Basado en experiencias previas)
Coste de diésel	Coste sin subsidio	2 USD/L
Límite de uso de diésel	Porcentaje máximo de demanda que puede ser cubierta con diésel.	0% (Se consideran otros valores en escenarios analizados en el análisis de sensibilidad)

Tabla 31. Parámetros de entrada de REM relativos a las preferencias de usuario

***Cálculo del crecimiento anual de demanda energética**

30 La tasa de crecimiento anual del consumo de energía del 2% se ha seleccionado como un valor robusto y confiable para las proyecciones a largo plazo. Para justificar esta elección, se realizó un análisis exhaustivo basado en las siguientes premisas y metodología:

Premisas

La base de datos utilizada contiene los consumos anuales en kWh de todas las unidades consumidoras (NIS) registradas por ANDE, abarcando el periodo desde 2010 hasta 2022. Esta base de datos proporciona una visión completa de los patrones de consumo a lo largo de 12 años.

Metodología

Para cada año, los consumos individuales se ordenaron de menor a mayor. Se realizó un análisis probabilístico mediante el cálculo de la Función de Distribución Empírica (ECDF, por sus siglas en inglés). La ECDF es una herramienta estadística que permite estimar la probabilidad acumulada de que una variable aleatoria tome un valor menor o igual a un determinado valor. En este caso, se utilizó para identificar niveles de carga para percentiles críticos en cada año.

Se trabajó de forma directa con los percentiles de menor consumo: 5%, 4%, 3%, 2% y 1%. Estos percentiles representan los valores de consumo por debajo de los cuales se encuentra el 5%, 4%, 3%, 2% y 1% de los datos, respectivamente. Analizar estos percentiles permite entender mejor los extremos inferiores de la distribución de consumos. Se extrajo la tasa de crecimiento de los niveles individuales por año, calculando la variación porcentual en los consumos de un año a otro para cada percentil crítico. Estas tasas de crecimiento proporcionan información sobre cómo han evolucionado los consumos a lo largo del tiempo.

En función de las tasas de crecimiento, se identificó un valor mínimo viable equivalente al del 25% acumulado de menor a mayor durante los 12 años del período de análisis. Este valor representa un nivel de consumo que es sostenible y factible, basado en los datos históricos. Finalmente, sobre el valor de 2022 se realizó una proyección basada en el modelo exponencial. Este modelo se utiliza para ajustar el crecimiento al valor de 2022 con la tasa mínima viable seleccionada. La proyección exponencial es adecuada para modelar fenómenos donde el crecimiento se acelera con el tiempo, proporcionando una estimación de los consumos futuros.

Resultados

El análisis detallado de las tasas de crecimiento permitió identificar una tasa de crecimiento anual promedio de 1,517% para el Percentil 1. Este valor se obtuvo mediante la evaluación de los datos históricos de consumo desde 2010 hasta 2022.

La tasa de crecimiento de 1,517% se redondeó a 2% para proporcionar un margen de seguridad en las proyecciones, asegurando que sean robustas frente a cambios inesperados.

El pronóstico asume un escenario conservador basado en la tasa promedio de crecimiento del percentil de consumo menor a nivel país. Se recomienda seguir este escenario para la primera fase de implementación del plan, considerando que las comunidades sin acceso ingresarían primero a este percentil una vez electrificadas.

ANEXO II.

Datos de entrada REM: escenarios de sensibilidad

Este anexo recoge los datos de entrada relativos a los análisis de sensibilidad evaluados en el proyecto.

Datos de entrada comunes a todos los escenarios

Este anexo muestra todos los inputs que permanecen constantes en todos los escenarios, y que por lo tanto pueden verse en el ANEXO I. Datos de entrada de REM: Escenario de Referencia Propuesto

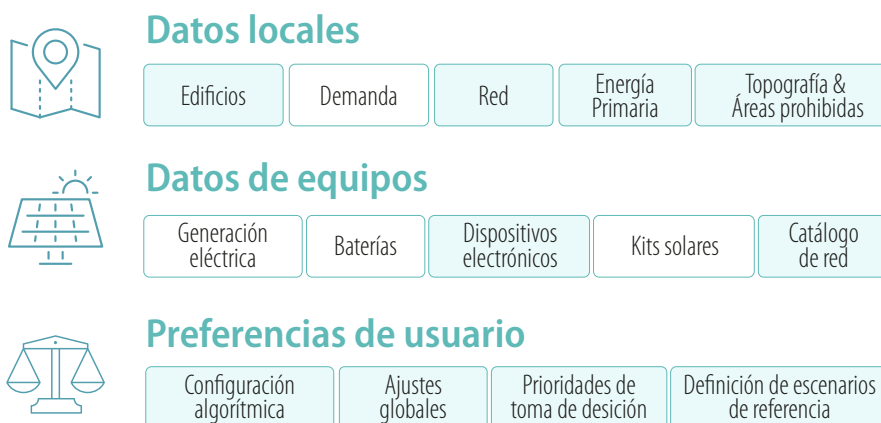


Figura 94. Resumen de la entrada REM - Datos comunes en todos los escenarios

- **Consumidores:** La ubicación y el número de consumidores previstos en 2030 permanecen constantes en todos los escenarios. Los clientes no electrificados se han identificado a partir de imágenes por satélite, la extensión de la infraestructura de electrificación actual y el crecimiento de población previsto.
- **Trazado de la red:** Basado en los datos SIG reales de las infraestructuras de MT y BT.
- **Energía primaria:** Perfil solar horario obtenido de NREL.
- **Topografía y zonas prohibidas:** zonas penalizadas y curvas de nivel de altitudes proporcionadas. Cabe destacar que los elementos topográficos no se han considerado en los resultados que se muestran en la sección 3 por motivos computacionales.
- **Catálogo tecno-económico de los componentes de red:** líneas de media tensión, líneas de baja tensión y centros de transformación MT/BT.
- **Parámetros relativos a las preferencias de usuario.**

Sensibilidad 1: uso de diésel



Figura 95. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 1.

- Generación diésel ilimitada (escenario 1.1):** en este escenario se permite el uso de la generación diésel sin limitación para cubrir la demanda de los sistemas independientes de la red, frente al Escenario de Referencia Propuesto **dónde no se permite el uso de** generación diésel.

La Tabla 32 muestra los valores tecno-económicos de algunos de los generadores disponibles. Los datos se han obtenido de experiencias internacionales previas.

Capacidad [kW]	Costo de inversión [USD]	Costo de instalación [% sobre el costo de inversión]	OGM anual [% sobre el costo de inversión]	Horas OGM anuales	Eficiencia 1/A carga [D/Wa]	Eficiencia 2/A carga [D/Wa]	Eficiencia 4/A carga [D/Wa]	Consumo sin carga [D/h]	Capacidad máxima [kW]	Tempo arranque [%]	Tempo parada [h]	Fuel de arranque [l]	Vida útil [a]
5	3200	80	5	25	0.500	0.442	0.408	0.385	2.190	0.5	0	0	35000
20	6750	80	5	25	0.467	0.413	0.381	0.359	2.286	2	0	0	35000
40	10000	80	5	25	0.430	0.380	0.350	0.331	2.415	4	0	0	35000
100	20000	80	5	25	0.370	0.310	0.292	0.280	2.801	10	0	0	35000

Tabla 32. Muestra de catálogo de generadores diésel.

PARÁMETROS TÉCNICOS		
Coste de diésel	Coste sin subsidio	2 USD/L
Límite de uso de diésel	Porcentaje máximo de demanda que puede ser cubierta con diésel.	100%

Tabla 33. Escenario 1.1 – Uso de diésel ilimitado.

- Generación diésel limitada (escenario 1.2):** en este escenario el uso de generación diésel puede cubrir un máximo del 5% de la demanda de los sistemas independientes de la red.

PARÁMETROS TÉCNICOS		
Coste de diésel	Coste sin subsidio	2 USD/L
Límite de uso de diésel	Porcentaje máximo de demanda que puede ser cubierta con diésel.	5%

Tabla 34. Escenario sensibilidad 1.2 – Uso de diésel limitado a cubrir el 5% de la demanda.

Sensibilidad 2: variación de la demanda residencial

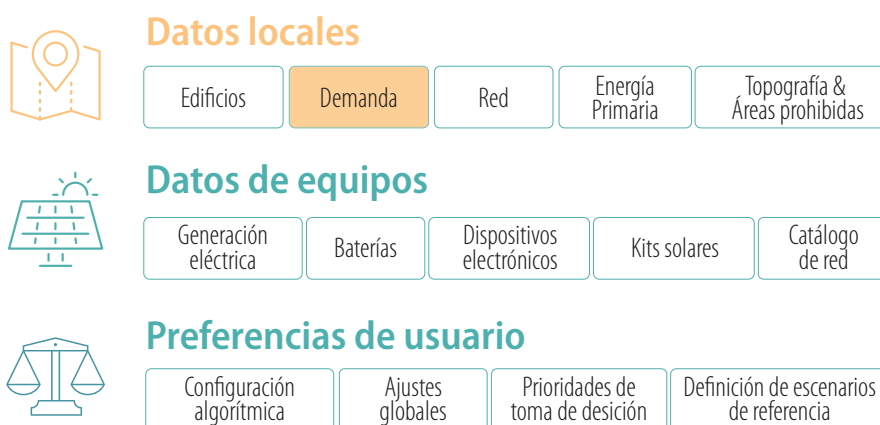


Figura 96. Resumen de las entradas REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 2.

- **Demanda duplicada (escenario 2.1):** en el escenario 2.1 se duplica la demanda residencial a 1680 kWh/año.
- **Demanda residencial a mitad (escenario 2.2):** en el escenario 2.2 se divide por 2 la demanda residencial y se estima en 420 kWh/año.

El resto de demandas en ambos escenarios se mantiene igual que en el Escenario de Referencia Propuesto. La Tabla 35 muestra las demandas consideradas por todos los tipos de consumidores en los escenarios 2.1 y 2.2.

Tipo	Demanda año inicial [kWh/año]
Residencial	1680 (2.1) / 420 (2.2)
Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES): Pozos	2,520
Ministerio de Educación y Ciencia (MEC)	4,200
Instituto Nacional de Estadística (INE): Servicios	4,200
Ministerio de Salud Pública y Bienestar Social (MSPyBS)	8,400
Cuerpo de Bomberos Voluntario (CBV)	4,200

Tabla 35. Demanda en los escenarios 2.1 y 2.2.

Sensibilidad 3: penetración de kits solares



Figura 97. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 3.

Alta penetración de kits solares (escenario 3.1): en este escenario se incrementa la penetración de kits solares reduciendo su penalización de energía no suministrada.

Baja penetración de kits solares (escenario 3.2): en este escenario se reduce la penetración de kits solares aumentando su penalización de energía no suministrada.

Sensibilidad 4: kits solares de gran capacidad



Figura 98. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 4.

Kit solar de gran capacidad (escenario 4): en este escenario los kits solares empleados tienen una capacidad mayor al kit solar usado en el Escenario de Referencia Inicial. Los detalles están resumidos en la Tabla 36:

Escenario	Capacidad panel solar [kW]	Energía batería [kWh]	Coste de inversión e instalación [USD]	O&M anual [USD]	Vida útil [años]
Escenario de Referencia Inicial	0.05	0.123	715	40	10
Escenario 4	1.34	9.4	7,205	40	20

Tabla 36. Comparación kits solares usados en el Escenario de Referencia Inicial y la sensibilidad 4.

Sensibilidad 5: fiabilidad de la red

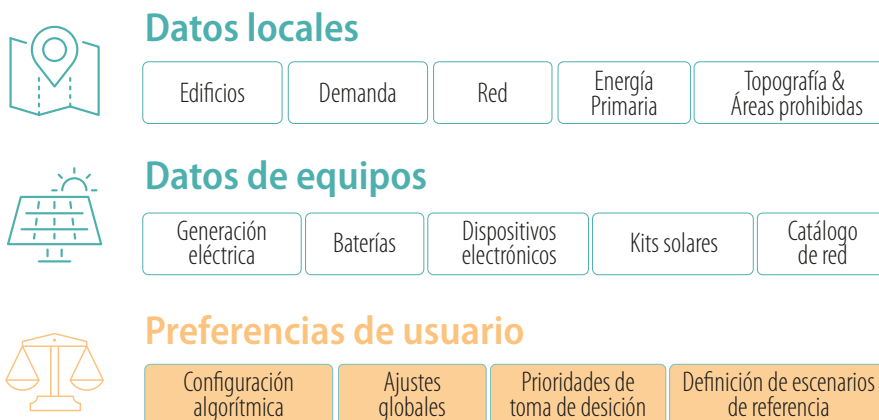


Figura 99. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 5.

Alta fiabilidad de la red (escenario 5.1): Este escenario considera que la red de distribución existente tiene una fiabilidad del 100%, que es mayor que la fiabilidad de red considerada en el Escenario de Referencia (98%).

Baja fiabilidad de la red (escenario 5.2): Este escenario considera que la red de distribución existente tiene una fiabilidad del 96%, que es menor que la fiabilidad de red considerada en el Escenario de Referencia (98%).

PARAMETRO	DESCRIPCIÓN	VALOR PROPUESTO
PROYECTO		
Fiabilidad de la red	Porcentaje de energía suministrada respecto a la demanda	100% (5.1) / 96% (5.2)

Tabla 37. Fiabilidad de la red en los escenarios de la sensibilidad 5.

Sensibilidad 6: penalización por demanda no cubierta

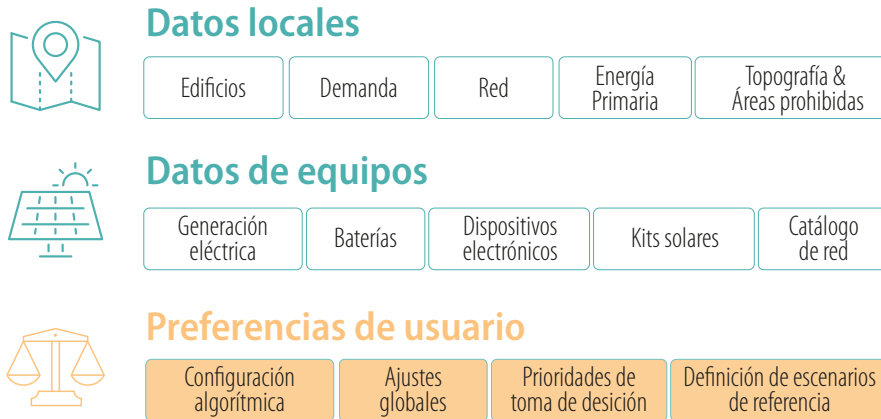


Figura 100. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 6.

Alta penalización por demanda no cubierta (escenario 6.1): en este escenario se considera una penalización por demanda no suministrada alta, es decir, mayor que la penalización por demanda no suministrada del Escenario de Referencia Inicial.

Muy alta penalización por demanda no cubierta (escenario 6.2): en este escenario se considera una penalización por demanda no suministrada muy alta, es decir, mucho mayor que la penalización por demanda no suministrada del Escenario de Referencia Inicial.

Sensibilidad 7: catálogo de generación internacional



Figura 101. Resumen de la entrada REM - Variaciones destacadas para la sensibilidad 7.

Uso de un catálogo de generación internacional (sensibilidad 7): este análisis de sensibilidad utiliza un catálogo de generación basado en las experiencias internacionales. Se muestran los detalles técnicos a continuación:

Potencia [kW]	Coste de inversión [\$]	Coste de instalación [% sobre el coste de inversión]	O&M anual [% sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Vida útil [años]	Pérdida de capacidad anual [p.u.]
0.02	10	100	1	5	25	0.007
0.3	120	100	1	5	25	0.008

Tabla 38. Catálogo de paneles solares

Energía [kWh]	Coste de inversión [\$]	Coste de instalación [% sobre el coste de inversión]	O&M anual [% sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	SOC _{min} [%]	SOC _{max} [%]	Eficiencia [%]	Capacidad al final de vida útil [%]	I _{max} de carga [A]	I _{max} de descarga [A]	V _{nom} [V]	Vida útil en energía [kWh]
0.1	20	100	1	5	10	100	92.2	80	2	1.8	48	200
8.6	1150	100	1	5	20	100	92.2	80	180	360	48	17000

Tabla 39. Catálogo de baterías

Capacidad nominal [kWh]	Coste de inversión [USD/kWh]	Coste de instalación [% sobre el coste de inversión]	O&M anual [% sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Vida útil [años]	Eficiencia [%]
0.05	481	10	1	2	15	95
0.12	375	10	1	2	15	95
0.24	283	10	1	2	15	95
1.44	215	10	1	2	15	95
3.84	133	10	1	2	15	95
4.13	131	10	1	2	15	95

Tabla 40. Catálogo de controladores de carga

Capacidad nominal [kW]	Coste de inversión [\$ /kW]	Coste de instalación [% sobre el coste de inversión]	O&M anual [% sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Vida útil [años]	Eficiencia Inversor [%]	Eficiencia Rectificador [%]	Ratio Rectificador/Inversor [p.u.]
0.15	927	25	1	2	15	95	80	0.80
0.2	740	25	1	2	15	95	80	0.80
0.25	600	25	1	2	15	95	80	0.80
0.3	500	25	1	2	15	95	80	0.80
1.0	465	25	1	2	15	95	80	0.80
1.5	460	25	1	2	15	95	80	0.80
5.0	450	25	1	2	15	95	80	0.80
6.0	440	25	1	2	15	95	80	0.80
10.0	430	25	1	2	15	95	80	0.80
11.4	420	25	1	2	15	95	80	0.80

Tabla 41. Catálogo de inversores

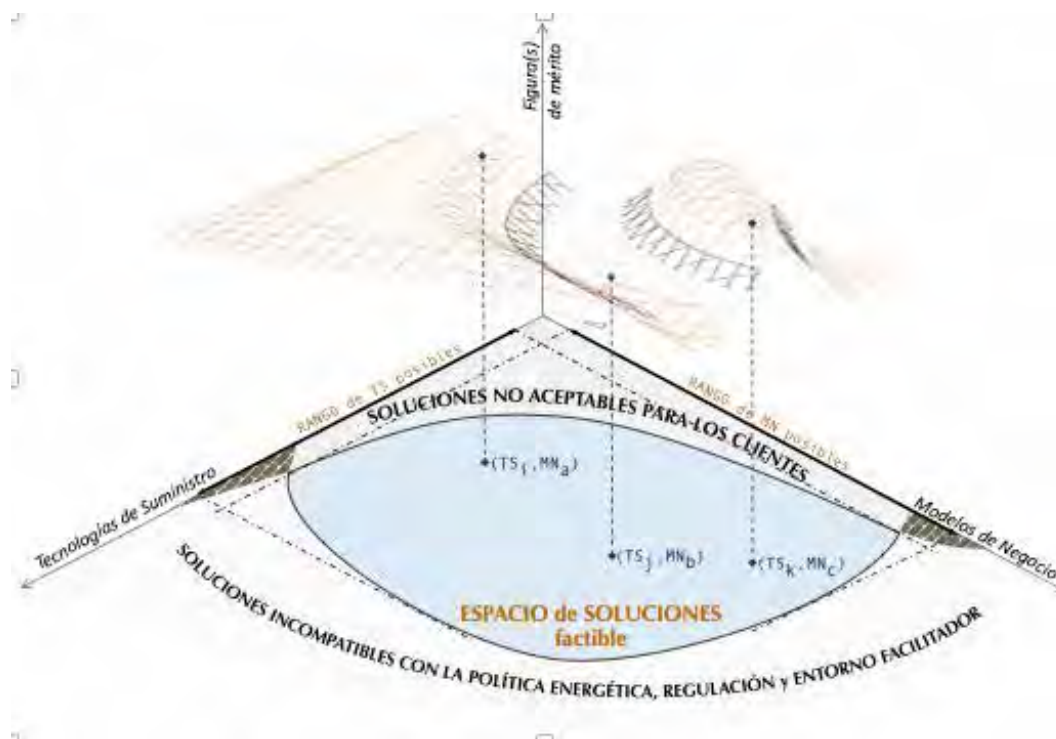
Capacidad [kW]	Coste de inversión [USD]	Coste de instalación [% sobre el coste de inversión]	O&M anual [% sobre el coste de inversión]	Horas O&M anuales	Eficiencia 1/4 carga [l/kWh]	Eficiencia 2/4 carga [l/kWh]	Eficiencia 3/4 carga [l/kWh]	Eficiencia 4/4 carga [l/kWh]	Consumo sin carga [l/h]	Capacidad mínima [kW]	Tiempo arranque [h]	Tiempo parada [h]	Fuel de arranque [l]	Vida útil [h]
5	3,200	80	5	25	0.500	0.442	0.408	0.385	2.190	0.5	0	0	0	35,000
20	6,737	80	5	25	0.468	0.414	0.381	0.360	2.286	2.0	0	0	0	35,000
40	9,776	80	5	25	0.430	0.381	0.351	0.331	2.415	4.0	0	0	0	35,000
100	20,000	80	5	25	0.371	0.310	0.293	0.280	2.801	10	0.117	0.058	0.491	35,000

Tabla 42. Muestra de catálogo de generadores diésel

ANEXO III.

El Modelo de electrificación de referencia REM

Los retos de la electrificación de la última milla, no solo en Paraguay y América Latina, sino en África Subsahariana y el Sudeste Asiático, donde alrededor de 780 millones de personas aún carecen de acceso a electricidad, requieren de una combinación de tecnologías disruptivas, no sólo de extensión de red de bajo coste, o mini-redes aisladas, sino también de electrificación sin hilos, mediante sistemas individuales.



Encontrar la combinación óptima de estas tres tecnologías de suministro (o modos de electrificación) supone evaluar el mérito de una multitud de alternativas no sólo tecnológicas, sino de comportamiento de la demanda, modelos de negocio, marco regulatorio y de política energética.

En las últimas dos décadas se ha producido una revolución en la toma de decisiones sobre planificación de red y fuera de red. En una primera etapa se utilizaron en los planes maestros de electrificación de varios países, principalmente en África, varias reglas simplificadas para poder determinar los límites geográficos de extensión de la red (ej. una distancia máxima del consumidor a la red de media tensión de unos pocos kilómetros, o un coste máximo por conexión para la extensión de red) a partir de los cuales se permitiría la venta e instalación de sistemas individuales o mini-redes.

Esta primera etapa dio paso al uso de modelos geoespaciales para la toma de decisiones que buscan determinar la solución tecnológica de mínimo coste para una determinada localización geográfica. La mayor parte de ellos se basan en el uso de algoritmos de optimización geoespacial en Sistemas de Información Geográfica (SIG) y agrupan a los consumidores en celdas geométricas que a menudo representan pueblos, calculan el Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) de una extensión de red y otras alternativas como mini-redes o sistemas individuales, para estimar la solución de electrificación de menor coste.

Una de las herramientas computacionales más utilizada que se basa en este enfoque es **OnSSET**, desarrollado por KTH. OnSSET utiliza información geoespacial, como la proximidad a las carreteras y

la red eléctrica, el potencial solar y la demanda domiciliar esperada, u objetivo, para determinar las soluciones de electrificación apropiadas para cada celda. Puede resolver un escenario determinado para un país entero en cuestión de horas.

Otras herramientas de planificación a gran escala comparan la rentabilidad de las mini-redes con las extensiones de red analizando los costos de generación y la geometría de las redes. **Network Planner** es una herramienta desarrollada por la Universidad de Columbia que minimiza una función de coste para determinar el mejor modo de electrificación de un conjunto de comunidades y el diseño de la extensión de red correspondiente. Network Planner utiliza árboles de expansión mínima (MST, o *Minimum Spanning Tree*) para evaluar el coste de extender la red de Media Tensión, pero no verifica la viabilidad eléctrica de dicha red. Además, Network Planner no tiene en cuenta la fiabilidad de la red existente, la cual desempeña un papel esencial a la hora de determinar la mejor solución de electrificación. GEOSIM y LAPER son herramientas que abordan el problema de forma similar.

Estos modelos funcionan a nivel de comunidades, asentamientos o celdas, en lugar de operar a nivel de consumidor individual. Sus diseños de red se basan en consideraciones geométricas que minimizan distancias sin tener en cuenta flujos de carga, distintos tipos y perfiles de carga de los clientes, catálogos de líneas o transformadores, y restricciones eléctricas. Dichos modelos no optimizan los diseños de generación de sistemas fuera de la red, y no tienen en cuenta la energía no suministrada y la fiabilidad (o la falta de ella) a la hora de calcular el mejor modo de electrificación. En resumen, los modelos de planificación de electrificación anteriormente descritos no contemplan realidades eléctricas y de calidad de servicio que tienen implicaciones desconocidas en la calidad de sus soluciones y recomendaciones.

El modelo REM^{©IIT-Comillas&MIT} ha sido desarrollado conjuntamente por el Massachusetts Institute of Technology (MIT) y por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (IIT-Comillas), como resultado de las investigaciones realizadas por el equipo del *Universal Energy Access Laboratory MIT & IIT-Comillas* (UEA Lab³⁰) durante los últimos 8 años. REM es una extensión del Modelo de Red de Referencia RNM (*Reference Network Model*) para poder abarcar integradamente el diseño de la extensión de red, las mini-redes y los sistemas individuales, con la máxima granularidad, descendiendo a cada conexión de baja tensión ya sea en red, mini-red, o la generación aislada de un cliente individual.

El modelo RNM^{©IIT-Comillas}, cuyo motor de cálculo de redes está integrado junto con REM, es una herramienta desarrollada por IIT-Comillas³¹, y perfeccionada desde hace más de 15 años para el diseño detallado de redes eficientes de distribución (en alta, media y baja tensión). Se creó como método objetivo e independiente para el cálculo del coste de servicio de las distribuidoras de electricidad en España (Comisión Nacional de la Energía en España 2004 y 2011, y Comisión Nacional de Mercados y Competencia 2015) sirviendo como base para la determinación de la retribución regulada desde entonces, permitiendo el cálculo y la determinación de los diversos incentivos asociados a la mejora de la calidad, los refuerzos necesarios por la penetración de energías renovables distribuidas o estudios asociados al futuro impacto del almacenamiento o la movilidad eléctrica, por ejemplo en toda Europa. Es importante destacar que las dos versiones de RNM (*greenfield* y *brownfield*) permiten superar las deficiencias de información sobre las redes reales existentes (que, en muchas ocasiones, ya sea por su antigüedad o por falta de adecuado registro informático o actualización, no se conocen en su totalidad, ni siquiera por parte de los servicios centrales de las compañías eléctricas). En esta misma línea, más recientemente, el modelo se ha adaptado a las características técnicas de la red de distribución de

30 <http://universalaccess.mit.edu>

31 <http://www.iit.comillas.edu/technology-offer/rnm>

Estados Unidos de América, para permitir abordar la modernización de la distribución, en el marco del *Green New Deal*, para diversos estados, juntamente con el *National Energy Renewables Laboratory*³². RNM permite, de esta forma, adaptarse a distintos tipos de estándares nacionales de alta, Media y Baja Tensión, acomodando el catálogo de líneas y transformadores de una compañía o país en concreto, sus normativas eléctricas y de seguridad, o el análisis de tecnologías disruptivas de almacenamiento, generación distribuida, redes inteligentes en corriente alterna, o incluso corriente continua.

La comparación de los distintos enfoques es muy compleja, dados sus diferentes niveles de alcance y aplicación para la toma de decisiones. Recientemente, varias publicaciones científicas, como Bhattacharyya & Palit³³ y Ciller & Lumbreras³⁴ han analizado el estado del conocimiento en modelos geoespaciales de ayuda a la decisión sobre electrificación por red y fuera de red, como HOMER, Network Planner, OnSSET o REM, entre otros.

Bhattacharyya & Palit en su publicación de noviembre de 2021 refieren, a partir de un análisis de la literatura científica y como característica diferencial de REM³⁵, su amplitud, granularidad y su capacidad para el diseño de redes y generación individuales.

Vamos a pormenorizar estos aspectos aquí en mayor detalle:

- 1. Granularidad de la localización de la demanda.** REM es el único modelo de electrificación a gran escala, hasta la fecha, que permite calcular el modo de electrificación más apropiado (de mínimo coste) para cada consumidor optimizando el diseño correspondiente, ya sea extendiéndole la red de Baja Tensión (o de Media, en el caso de clientes industriales) o conectándole con sus vecinos en una mini-red, o diseñando un sistema aislado (en corriente alterna o continua) conforme a sus necesidades. Para ello parte de la localización individual de cada cliente, obtenida ya sea mediante censos o trabajos de campo (en una minoría de casos donde esta información está disponible) o mediante el análisis de imágenes e información satelital, cruzándola y proyectándola mediante el uso de información proveniente de los diversos ministerios nacionales, compañías eléctricas o entidades de información y prospectiva.
- 2. Granularidad en los tipos de demanda y sus perfiles horarios.** REM es igualmente el único modelo que permite no sólo considerar múltiples tipos de clientes (domiciliarios, productivos o comunitarios)³⁶, sino que tiene en cuenta tanto su consumo medio o máximo, como los perfiles

32 <https://www.nrel.gov/grid/smart-ds.html>

33 Bhattacharyya, S.C.; Palit, D. A critical review of literature on the nexus between central grid and off-grid solutions for expanding access to electricity in Sub Saharan Africa and South Asia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021, 141, 110792. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110792>

34 Ciller, P.; Lumbreras, S. Electricity for all: The contribution of large-scale planning tools to the energy-access problem. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2020, 120, 109624. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109624>

35 Para una descripción en detalle del modelo REM, por favor consultar la siguiente publicación: Ciller, P., Ellman, D., Vergara, C., Gonzalez-Garcia, A., Lee, S. J., Drouin, C., Brusnahan, M., Borofsky, Y., Mateo, C., Amatya, R., Palacios, R., Stoner, R., de Cuadra, F., & Perez-Arriaga, I. (2019). Optimal Electrification Planning Incorporating On- and Off-Grid Technologies: The Reference Electrification Model (REM). *Proceedings of the IEEE*, 107(9), 1872-1905. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2019.2922543>. El siguiente working paper también incluye una descripción extensa del modelo REM: MIT & IIT-Comillas Universal Energy Access Lab. (2018). Computer-aided electrification planning in developing countries: The Reference Electrification Model (REM). Working Paper. Ref. IIT WP 18-112-A. <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-112A.pdf>

36 En el Plan Nacional de Electrificación de Ruanda publicado en 2019 se tuvieron en cuenta hasta 22 tipos de clientes individuales, incluyendo millones de casas, miles de escuelas y centros de salud, minas, agroindustrias, bombas de riego o incluso grandes consumidores como un aeropuerto. Para más información visitar el enlace que aparece al final de la referencia que se muestra a continuación: Rwanda Energy Group (REG). (2019). The National Electrification Plan: Report on definition of technologies (On-grid and off-grid) at village level. http://www.reg.rw/fileadmin/user_upload/Report_of_the_Design_of_the_National_Electrification_Plan_in_Rwanda.pdf

horarios a lo largo de todo un año, de forma que puede capturar la realidad derivada de distintos tipos de usuarios (diurnos, nocturnos o 24x7), permitiendo también tener en cuenta sus coeficientes de simultaneidad.

3. **Amplitud:** Esto resulta también en que REM es el primero de estos modelos **capaz de procesar escenarios con varios millones de clientes individuales**, comparando su suministro por los tres modos de electrificación para calcular el óptimo en cada caso.
4. **Granularidad del catálogo técnico-económico de red.** De todos los modelos que consideran la optimización del suministro de mínimo coste por red y fuera de red, REM es también el único que utiliza para ello las características eléctricas y económicas del catálogo de distintas líneas disponibles en el país (o en la concesión de cada compañía eléctrica, si fueran diferentes) tanto de Media como de Baja Tensión, así como el catálogo de transformadores de Media / Baja, junto con sus costos, tasas de fallo y necesidades de operación y mantenimiento. Permite tanto el diseño de extensiones de red en detalle incluyendo las conexiones a los clientes, como también el diseño de mini-redes (con igual o distinto catálogo que la red de distribución). Estas últimas, no sólo en Baja sino también en Media Tensión (en el caso de que se busque instalar mini-redes que puedan abarcar zonas amplias con miles de usuarios)³⁷. Permite así también la posibilidad de analizar el impacto de distintas tecnologías de red en el resultado de la planificación (por ejemplo, red trifásica vs. monofásica con retorno por tierra, o mini-redes en corriente alterna vs corriente continua).
5. **Optimización eléctrico-económica del diseño de la red.** REM utiliza el RNM para el diseño óptimo, desde el punto de vista costo-eficiente, de la red de distribución. Esto le permite no sólo utilizar los diversos catálogos, como se ha descrito arriba, sino optimizar la red conforme a consideraciones eléctricas (selección de componentes y trazado de mínimo coste considerando el flujo de cargas, las pérdidas técnicas y las caídas de tensión máximas por normativa en MT y BT), **consideraciones topográficas** (orografía y mapas de altitud, zonas protegidas, prohibidas o de mayor coste) y **normativas específicas de la electrificación rural y urbana** (consideración del callejero, normativa sobre líneas subterráneas o incluso balanceo de las líneas en dos o una fase si se diera el caso).
6. **Optimización eléctrico-económica del diseño de la generación.** REM utiliza una versión similar al motor de optimización de HOMER para la generación, pero simplificada en términos de cantidad de componentes a considerar, y por tanto más ligera en términos de tiempo y recursos de computación. REM ha tomado esta opción puesto que para poder comparar adecuadamente la electrificación con redes, mini-redes o sistemas individuales en un país, deberá calcular miles y a veces cientos de miles de alternativas de generación para diversos clusters de consumidores (comunidades), y para un cierto número de distintos consumidores independientes, de forma que permita comparar el coste de suministro aislado (generación sólo para consumidores individuales o agrupados en mini-redes) con el suministro de red. Cabe destacar que, para calcular el diseño y el despacho óptimo de cada generación, conforme a los niveles de demanda agregados y a los costos de energía no suministrada de cada cliente es necesario lo siguiente:
 - a. Granularidad en los componentes del catálogo de generación. Incluyendo costos, características eléctricas y de operación y mantenimiento y durabilidad de cada componente (panel solar, batería, generador diésel, controlador de carga, inversor...).

37 https://www.iit.comillas.edu/proyectos/mostrar_proyecto.php.es?nombre_abreviado=ENEL%20Kenya-Colombia%20Test%20Cases

- b. Granularidad en el recurso solar (horario), de forma que permita controlar la disponibilidad no solo media, sino inmediata del recurso solar (ya sea en época de lluvias o en época seca o bajo otras consideraciones meteorológicas).
- c. Granularidad en el diseño y garantía de los niveles de fiabilidad correspondientes a cada hora en función de la variación del recurso horario.
- d. Granularidad en la disposición y variabilidad de recursos renovables (ej. biomasa...), información que en la mayor parte de los casos no está disponible con el nivel de detalle espacial y temporal requerido, pero que puede analizarse o estimarse de forma local.
- e. Consideración de niveles de fiabilidad diversos (críticos y no críticos) para cada cliente y hora del día, de forma que, si se incorporan características de smart-grid y despachos o gestión de la demanda inteligentes, se pueda priorizar aquellos clientes (ej. hospitales o escuelas) o usos críticos de la energía (ej. iluminación o cocina vs. el uso de la radio o la televisión) frente a otros. en caso de que los costos superen ciertos límites, utilizando para estos diversos costos de energía no suministrada (ej. CENS crítica o no crítica).
- f. Consideración de restricciones en el diseño y despacho óptimo de generación (máximo uso de diésel, si se quisiera utilizar este combustible, o biomasa, mínimo nivel de fiabilidad media esperado, crecimiento esperado de la demanda en el período de análisis...)

7. Granularidad en la consideración de la fiabilidad de suministro. REM permite que el diseño de la generación se adapte, según los costos de energía no suministrada críticas y no críticas, a **diferentes perfiles de fiabilidad horaria esperadas**. Además, en el cálculo de la opción de mínimo coste, REM tiene en cuenta tanto la fiabilidad de los sistemas aislados como la fiabilidad de la red central, de modo que en países con redes débiles puede analizar los “trade-off” o balances entre la inversión en mejora de la red central (con su correspondiente incremento en la fiabilidad de la misma) y la inversión en sistemas descentralizados de generación, permitiendo así a los países definir sus estrategias de mejora de la calidad de suministro por red y fuera de red también de forma integrada.

8. Granularidad de los modelos de suministro. REM permite asimismo considerar pormenorizadamente las diferencias entre los distintos modelos financieros de la extensión de red, mini-redes y sistemas aislados, considerando que pueden tener diferentes costos de oportunidad, tasas esperadas de rentabilidad y períodos de recuperación de la inversión.

9. Granularidad en los resultados. REM proporciona no sólo mapas e información de valor añadido a gran escala para las decisiones de planificación de la electrificación integrada de un territorio, sino que proporciona desglosadamente, **por cada proyecto**, la siguiente información:

- a. Proyectos de extensión de red. Cada extensión de red calculada por REM incluye el diseño SIG detallado de las redes de Media y Baja Tensión, indicando para cada tramo el componente del catálogo utilizado (líneas y transformadores), la posición y tipología de cada cliente abastecido, el coste de inversión, el coste de servicio anual (CAPEX, OPEX y TOTEX) y el flujo de caja de la inversión a realizar, además de la lista de componentes necesarios.
- b. Proyectos de mini-redes. Junto con el mismo nivel de información de la red de Media y Baja Tensión, REM proporciona el diseño de la generación, los componentes (baterías, paneles solares, diésel o biomasa en su caso y niveles de consumo), el despacho individual, el coste de servicio anual y los niveles de fiabilidad horarios esperados.

- c. Sistemas individuales. Para cada tipo de cliente en cada región del territorio estudiada, REM detalla igualmente el diseño de la generación, ya sea en corriente alterna y 24x7 (para clientes individuales comunitarios, como escuelas rurales muy aisladas en zonas andinas, o productivos, como agroindustrias u otras explotaciones aisladas en zonas despobladas).

10. Planes de implementación y seguimiento. Este nivel pormenorizado de los resultados permite utilizar asimismo REM como herramienta para la implementación y el seguimiento del Plan Nacional de Electrificación de última milla - Acceso Universal 2028. El conocimiento de los costos y beneficiarios de cada proyecto individual permite su priorización en el tiempo, conforme a los criterios económicos, políticos y sociales que se establezcan, respetando la disponibilidad presupuestaria y optimizando los objetivos que se puedan conseguir a corto, medio y largo plazo.

11. Validación por la industria eléctrica. Los resultados del modelo RNM han sido validado por las compañías de distribución en España como un reflejo fiel de las características de sus redes reales de distribución, estableciendo así un método objetivo de cálculo de los costos de servicio de cada una de ellas, que conectan millones de usuarios en áreas rurales, periurbanas y urbanas.

12. Herramienta regulatoria y de política energética. Por último, todo este nivel de detalle capacita el uso de REM para el diseño de los mecanismos regulatorios, tarifarios, de concesiones territoriales y de remuneración por objetivos de las empresas de distribución, no ya sólo de los clientes conectados a la red (uso ya establecido de RNM en países con un 100% de extensión de red) sino también para los clientes en mini-redes y sistemas aislados. En esta línea se están ya desarrollando las recomendaciones de reforma de política energética e institucional en países como Ruanda, India o Colombia.

Todos estos argumentos hacen de REM una herramienta única, y posiblemente disruptiva, en el ámbito de la planificación de la electrificación universal integrada por red y fuera de red. No existe en este momento en el mercado otro modelo de iguales características, especialmente en cuanto a la capacidad de aunar una granularidad muy alta en el cálculo de la opción de mínimo coste, el diseño de sistemas con criterios electrotécnicos, la capacidad de computar conjuntamente millones de consumidores para países o regiones enteras, y la utilidad de la información de salida tanto para la determinación de la frontera entre la red, las mini-redes y los sistemas aislados, como para la implementación y financiación pormenorizada del plan y para informar el proceso de reforma regulatoria e institucional que permita la sostenibilidad a largo plazo, especialmente en las zonas más aisladas y difíciles, como es el caso de la última milla.

El equipo participante en este proyecto ha desarrollado hasta la fecha los planes nacionales de electrificación de Bolivia, Brasil, Ecuador, El Salvador, Ruanda, Mozambique, Gambia, Camboya y regiones de Indonesia (Papúa y las Islas Molucas). También ha realizado números estudios y proyectos en India, Nigeria, Uganda, Kenia, Perú y Colombia, en el campo del diseño y planificación geoespacial de la electrificación de mínimo coste por red y fuera de red, así como en los aspectos de modelos de servicio, regulación y política energética necesarios para el logro del acceso universal a la energía.

Modelado del diseño integrado técnico-económico de sistemas eléctricos con REM.

El Modelo de Electrificación de Referencia (REM) es un modelo de planificación a gran escala que calcula soluciones de electrificación cuasi-óptimas para un área de estudio teniendo en cuenta los posibles modos de electrificación de cada consumidor (sistema aislado, mini-red o extensión de red). Para ello, REM considera (entre otras cosas) la orografía, los niveles de demanda y la infraestructura eléctrica existente considerando distintos escenarios tecnológicos y de demanda probables a partir de los niveles (Tier) de servicio y suministro eléctrico establecidos por el programa SE4all.

REM optimiza los diseños de generación de mini-redes y sistemas aislados usando un algoritmo de búsqueda que simula el despacho de varios diseños candidatos en un espacio de búsqueda multidimensional, moviéndose en la dirección que reduce el coste final de los diseños. Además, REM calcula redes de distribución que cumplen las restricciones eléctricas habituales (máxima caída de tensión permitida, máxima capacidad de las líneas) para las mini-redes y las extensiones de red que aparecen en la solución de electrificación final, utilizando el Modelo de Red de Referencia (RNM)^{38 39} para dichos cálculos.

REM obtiene una solución de electrificación minimizando una función de coste que tiene en cuenta tanto los costos de inversión y operación como una penalización social proporcional a la parte de la demanda que no se satisface. La principal ventaja de REM como herramienta de planificación rural es que opera con el máximo nivel posible de granularidad (consumidor o casa) mientras que otras herramientas, como puede ser HOMER u OnSSET desarrollado por KTH, no son capaces de operar con ese nivel de detalle (sus algoritmos operan a escala de comunidades, pueblos o celdas GIS). La siguiente figura muestra los distintos bloques en los que se divide el modelo REM.

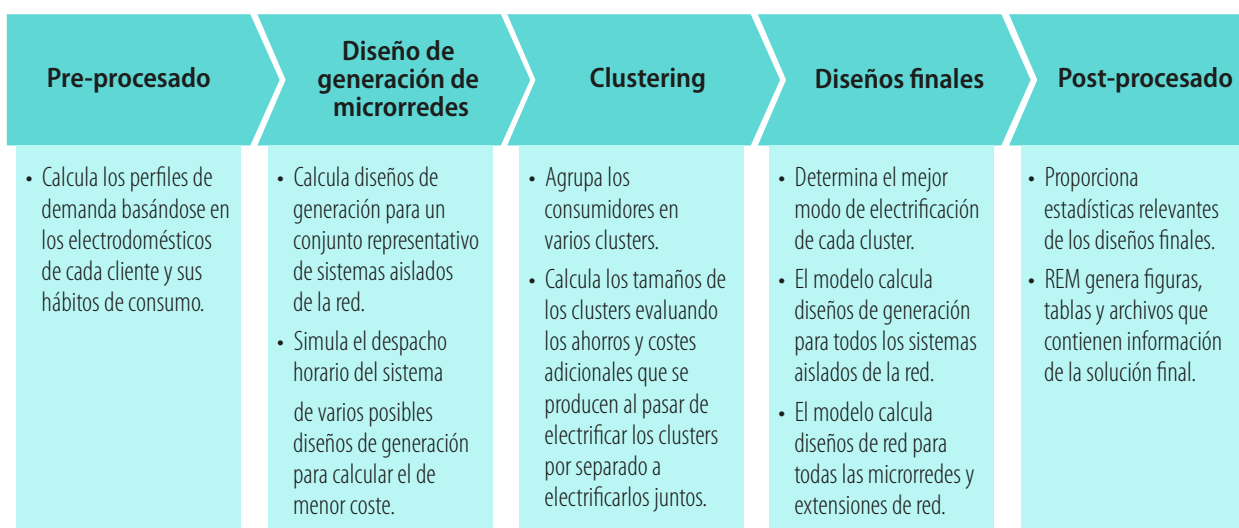


Figura 102: Estructura de REM

El bloque de pre-procesado permite el cálculo de los perfiles de demanda de los consumidores usando reglas de consumo asociadas a los distintos electrodomésticos (tipo “el ventilador está encendido si y solo si la temperatura es igual o superior a 30°C”) en base a encuestas de uso de aparatos para actividades domésticas, comunitarias o productivas. REM permite introducir directamente la demanda horaria para cada tipo de consumidor a partir de datos medidos o estimados por distintos medios.

38 RNM: Reference Network Model, desarrollado por el IIT – Universidad de Comillas para emular el proceso de diseño de una red eléctrica por parte de una compañía de distribución en un país desarrollado. Permite procesar cantidades masivas de datos de usuarios (en el rango de varios millones). Proporciona diseños detallados respetando diferentes restricciones (e.g. carreteras, geografía, entre otras). Puede adaptarse a distintos catálogos de equipo y arquitecturas de red. Para más información ver el siguiente enlace: <https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/rnm>; o la siguiente referencia: C. Mateo, T. Gómez, A. Sánchez, J. Peco, A. Candela. *A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation*, IEEE Transactions on Power Systems. vol. 26, no. 1, pp. 190-197, February 2011.

39 RNM es un modelo propiedad de IIT-Comillas, que solo requiere una licencia independiente para su uso por terceros, que no es el caso en este proyecto. La utilización de REM permite usar implícitamente RNM.

El bloque de diseños de generación de mini-redes calcula diseños de generación para un conjunto representativo de sistemas aislados de la red. La razón por la cual no se calculan diseños de generación para todas las mini-redes candidatas posibles es puramente computacional: el tiempo de cálculo requerido para un caso a gran escala sería inviable. Por tanto, se calculan diseños representativos y si REM necesita información de un diseño que no se ha calculado en detalle en los bloques posteriores la obtiene mediante interpolación de los diseños más cercanos.

El bloque de clustering encuentra los grupos de clientes que estarían mejor electrificados con el mismo sistema que con sistemas distintos. Para ello, REM agrupa los consumidores en una estructura de clusters comparando los costos y ahorros extra en los que se incurre al electrificar a dos clusters separados o juntos.

El bloque de diseños finales determina el mejor modo de electrificación de cada cluster (extensión de red, mini-red o varios sistemas aislados) comparando los costos de las diferentes opciones. Finalmente, el bloque de post-procesado proporciona información y gráficas relevantes de la solución de electrificación que REM ha calculado. La Figura 103 muestra las soluciones de electrificación que REM proporciona para varias fiabilidades de red en Cajamarca (Perú).

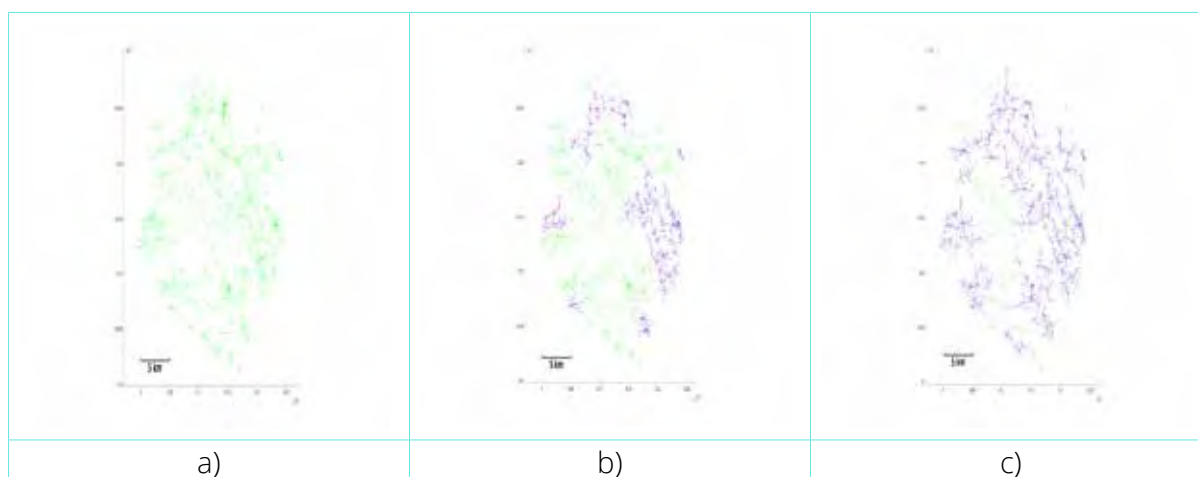


Figura 103: Solución que REM proporciona para la región de Cajamarca (Perú) con una fiabilidad de red de a) 80%, b) 90% y c) 100%. La cantidad de extensión de red disminuye al disminuir la fiabilidad de la red.

Si el tamaño del área de estudio es grande REM permite dividir dicha área en varias subregiones que se resuelven en paralelo para disminuir el tiempo total de computación. La Figura 104 muestra un ejemplo de esto.



Figura 104: Ejemplo de zonificación para el distrito de Vaishali (Bihar, India)

Breve descripción de los criterios de decisión y modelo de datos del REM

Diseño de generación de Mini-redes

Para evitar evaluaciones múltiples del mix de generación óptimo para cada una de las muchas combinaciones de clusters que REM debe probar, REM calcula los diseños de generación óptimos para sistemas representativos de off-grid y guarda la información correspondiente en una tabla de diseños de referencia (*look-up table*).

Con el fin de encontrar estos diseños de generación, REM minimiza el coste (tanto el de inversión como el de operación más una penalización por la cantidad de demanda no servida) utilizando una estrategia de optimización con una estrategia maestro – esclavo. Este coste sería equivalente al Coste Nivelado de la Energía (Levelized Cost of Energy LCOE) pero detallado para cada sistema en función de los distintos clientes que suministra, su localización, la calidad de suministro, el diseño de red y de generación, pero incluyendo además el coste asociado al nivel de fiabilidad de cada diseño (considerando el coste de energía no suministrada) ... y es por tanto un reflejo muy fiel no solo del coste de inversión, operación y mantenimiento del servicio, sino de su calidad, individualizado para cada sistema diseñado.

La parte del maestro toma decisiones sobre las variables de diseño, utilizando un enfoque de búsqueda directa de patrón, y la parte del esclavo realiza una simulación con una carga basada en una estrategia de despacho de seguimiento de la demanda para cada mini-red representativa (REM ofrece la posibilidad de adaptar el algoritmo a otras estrategias de despacho para redes inteligentes).

Si en el *clustering* o en los algoritmos del diseño final REM necesita información relacionada con un diseño de generación que no esté en la *look-up table*, interpolará utilizando los diseños más cercanos. Las tecnologías de generación que REM considera a día de hoy son solar, baterías y generación diésel. El coste de los reguladores de carga e inversores, así como el de operación, instalación, mantenimiento y reemplazo en función de la vida útil de cada componente y de su nivel de utilización también se incluyen en el proceso de optimización.

Clustering

Partiendo como base de cada uno de los clientes individuales en el área de estudio (el territorio nacional), REM los organiza en potenciales subsistemas eléctricos. Este paso es muy importante ya que condicionará la distribución en el espacio de los sistemas *on-grid* y *off-grid*. Ya que el número de agrupaciones diferentes puede llegar a ser inmanejable en casos de cientos de miles o millones de usuarios, REM implementa la siguiente estrategia:

- Un algoritmo sistemático ascendente, basado en decisiones locales, para construir *clusters* en dos capas jerárquicas, como se muestra en la Figura 105. La primera capa se realiza con suposiciones *off-grid*, y la segunda capa con suposiciones de extensión de red.
- Las decisiones locales dependen del balance entre ahorros (economías de escala) y costos extra (inversiones en la red para conectar consumidores).
- Las economías de escala pueden derivar de modelos económicos o administrativos, componentes/diseños de red y componentes/diseños de generación. Los resultados dependen críticamente en la precisión de los datos de entrada o las estimaciones de estos factores relacionados con el tamaño.
- Ya que el número de posibles soluciones locales puede ser enorme en problemas reales, se aplican ciertas simplificaciones:
 - Las opciones de conexión están limitadas por el subconjunto de las soluciones más prometedoras identificadas a través de resultados gráfico-teóricos.
 - Los costos extra de red se estiman simplificando representaciones de las redes.
 - Los costos de generación se obtienen interpolando en la *look-up table* calculada en el bloque de tamaño de generación de REM.

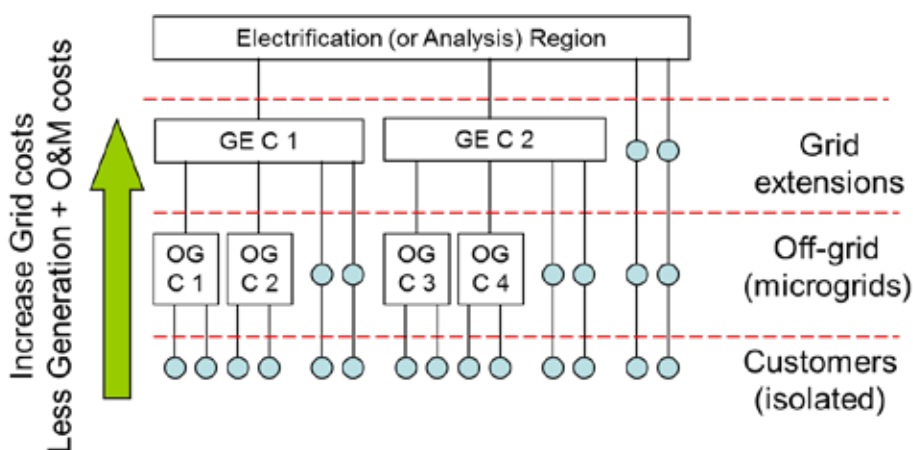


Figura 105: Ejemplo de la estructura de clusters (resultados del proceso clustering)

Decisión final en el mejor modo de electrificación para cada clúster

Tras identificar los *clústeres*, el coste de cada opción de electrificación en cada nivel se calcula para cada *clúster* de la siguiente manera:

- Para la opción de extensión de red:
 - Encontrar los puntos de conexión viables más cercanos a la red existente.
 - Diseñar la red de distribución de mínimo coste para conectar los consumidores a la red. Esto se realiza empleando RNM.

- iii. Calcular el coste final considerando:
 1. El coste de energía comprada de la red
 2. Los costos de red (inversión, mantenimiento y pérdidas)
 3. Coste de energía no servida debido a la fiabilidad de la red
 4. Costos administrativos y de conexión.
- b. Para la opción de mini-redes:
 - i. Calcular el coste de generación, Este coste se puede obtener interpolando en la *look-up table* calculada en el bloque de tamaño de generación o bien realizando un proceso total de optimización para el *clúster* en concreto, considerando el despacho horario para el consumo total de los clientes en una mini-red específica.
 - ii. Calcular el coste de la red como en a.ii (herramienta RNM, pero adaptada al caso de mini-red)
 - iii. Calcular el coste final considerando:
 1. Costos de generación (inversión, operación, mantenimiento y energía no servida).
 2. Costos de red (inversión, mantenimiento y pérdidas).
 3. Costos administrativos y de conexión).

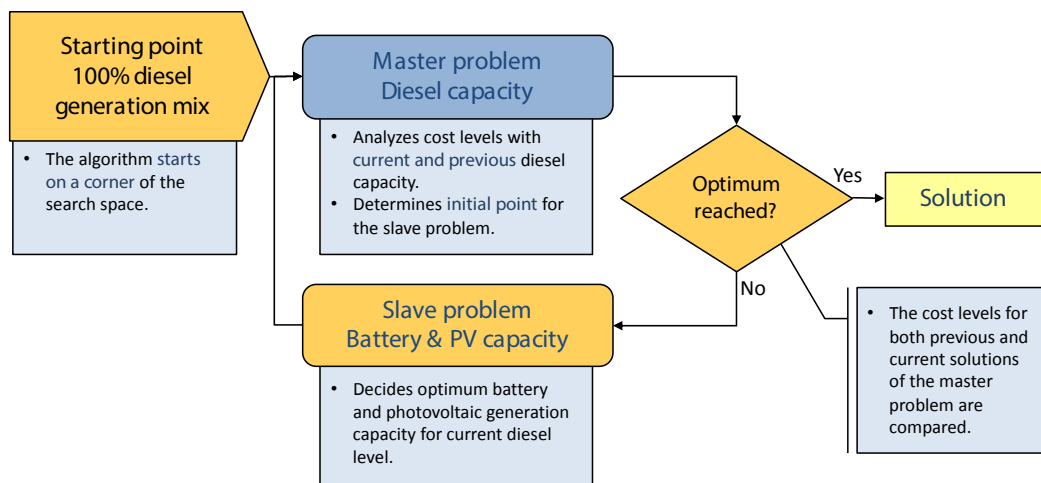


Figura 106: Descomposición maestro-esclavo para la optimización de generación de mini-redes

- c. Para la opción de sistemas aislados: si la demanda pico de los clientes es menor de una demanda mínima (ej. 50 Wp), el sistema solar aislado en corriente alterna (con un servicio y calidad similares a la propia red) es reemplazado por REM por un kit solar en corriente continua, según sean las especificaciones del planificador para esos consumidores. Si el consumo es mayor (sistemas aislados de producción o cargas comunitarias) se procederá como en el caso de mini-redes a proporcionar un sistema de generación en CA, excepto para el diseño de red y los pasos de coste.
- d. Tras calcular el coste de cada modo de electrificación, se elige la combinación de mínimo costo. La Figura 107 muestra un caso en el que la solución óptima se hace de una extensión de red (los grupos "A" y "B" de clientes), una mini-red (grupo "C") y un conjunto de sistemas aislados (grupo "D"). También se puede condicionar la solución para que sea de un tipo específico.

Por lo tanto, es importante mencionar que no se aplica ninguna regla heurística para la determinación del modo de electrificación (red o fuera de red), ya sea basado en la distancia a la red o la densidad de la carga, en cambio se realiza un cálculo exhaustivo del coste actual de implementación para cada modo (extensión de red, mini-redes o sistemas aislados) antes de tomar la decisión final basada puramente en criterios tecno-económicos y sociales.

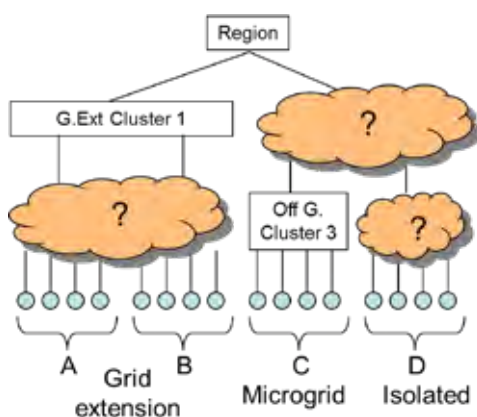


Figura 107: Ejemplo de la solución de electrificación de mínimo coste

Distintos tipos de datos de entrada (inputs)

Como se ha introducido previamente, los resultados de REM se basan en una combinación de **datos de campo**, **hipótesis de cálculo** y **valores estimados**. La clasificación de los inputs en estos tres grupos no siempre es igual, lo siguiente es un ejemplo de clasificación:

1. Datos de campo:
 - a. Localización de demanda (y por lo tanto también de la población). Es necesario conocer la latitud y la longitud de todos los consumidores en el territorio nacional, así como el tipo de edificio en caso de emplearse distinto tipo de perfil de demanda.
 - b. Recursos energéticos (energía solar del país, coste del diésel, lugares con potencial hidráulico).
 - c. Alimentadores de distribución existentes (media tensión), y por lo tanto la distancia de los consumidores a la red existente. La localización de los alimentadores de distribución y de los transformadores es necesaria para el territorio nacional. Si esta información faltase, es posible estimarla con la herramienta RNM, considerando que se tiene información de los clientes electrificados.
 - d. Datos topográficos (mapa de altitud y zonas penalizadas). Estos datos se utilizan para incorporar restricciones en el paso de *clustering*.
2. Hipótesis de cálculo:
 - a. Coste de energía de red. Coste de energía estimado en los alimentadores de media tensión.
 - b. Fiabilidad de la red. Se puede expresar como un porcentaje o dividido por horas. Este dato es importante para el concepto de Coste de Energía No Servida (CENS). También podría ir ligado a las figuras de coste de energía de red, en caso de evaluar refuerzos en la red y en la generación en futuros escenarios.
 - c. Perfiles de demanda (críticos y no críticos, ratio de crecimiento de demanda). La determinación de estos perfiles de demanda, especialmente los que esperan un suministro ininterrumpido

24x7, se realizará a partir de la información disponible en las empresas de suministro para cada perfil de cliente (demanda natural) ya sea por medición directa, por medio de encuestas existentes de uso de distintos aparatos domésticos o productivos, o gracias a la información disponible en las líneas de suministro para diversas comunidades y usos (domésticos, agrícolas, industriales, comerciales, etcétera). El crecimiento de la demanda deberá contrastarse con los actores del programa de electrificación y analizar la existencia de series históricas para comunidades recientemente electrificadas, analizando además escenarios en los que el uso de distintas tecnologías (ej. movilidad o cocinado eléctrico) puede impactar el desarrollo futuro de la electricidad, especialmente en las zonas rurales aisladas. Este análisis va más allá de la determinación de un TIER de servicio conforme a los estándares de SE4all, pero puede asimismo incluirlo, definiendo los estándares mínimos esperables tanto para los clientes conectados a la red, mini-redes y sistemas aislados.

- d. Catálogo tecno-económico de:
 - i. Componentes de generación de las mini-redes (paneles solares, baterías, generadores diésel y equipos de conversión)
 - ii. Componentes de la red (líneas y transformadores) para mini-redes. Los parámetros más relevantes son la potencia y el coste.

3. Valores estimados y consideraciones estratégicas:

- a. Costos administrativos: son los costos generales de la gestión del sistema y dependen del modelo de negocio para cada modo de electrificación y de las economías de escala.
- b. Coste de energía no suministrada (CENS). REM detalla para cada tipo de cliente y hora de demanda dos valores, la demanda crítica (la que se intentará satisfacer siempre que sea posible) y la demanda normal. La pérdida de utilidad para el cliente de no satisfacer la demanda normal se fija por el Coste Normal de Energía no Suministrada, mientras que la demanda crítica lleva asociado un valor mayor para el Coste Crítico de Energía No Suministrada. Se podrán utilizar como referencia los CENS establecidos por el regulador para el servicio de red, pero considerando la realidad de las zonas rurales aisladas.

A la hora de calcular el coste de la energía no suministrada, REM aplica procedimientos diferentes con los sistemas fuera de red y con los diseños de extensión de red. En los sistemas no conectados a la red, REM multiplica cada cantidad de demanda (esencial y no esencial) no satisfecha por el algoritmo de despacho por la penalización correspondiente. En cambio, en los diseños de ampliación de red, REM supone que la energía no suministrada se divide homogéneamente entre demanda esencial y demanda no esencial antes de multiplicar estas cifras por las penalizaciones correspondientes. Por ejemplo, si la red tiene una fiabilidad del 90% y las demandas esencial y no esencial en una hora son de 5 kWh y 1 kWh, entonces REM supone que hay 0.5 kWh y 0.1 kWh de demanda esencial y no esencial no servida en esa hora, respectivamente.

- c. Fiabilidad/calidad mínima del suministro energético fuera de red. Además de satisfacer en el despacho anual las restricciones de coste de suministro y de demanda no suministrada, en REM se puede especificar un valor mínimo absoluto para la fiabilidad media de los sistemas off-grid (mini-redes y sistemas aislados). REM permite establecer los estándares de calidad de servicio fuera de red no solo en forma de tiempo y frecuencia de las interrupciones (SAIDI y SAIFI) sino considerando horas y servicios prioritarios de forma que se satisfagan restricciones en cuanto a las horas de servicio nocturno o al servicio ininterrumpido de cargas críticas (hospitales, servicios de frío para conservación de alimentos, actividades productivas, vacunación, entre otros).

- d. Fiabilidad de la red: De la misma forma, REM admite que se fije cuál es la estimación de la fiabilidad esperada para el suministro centralizado de la red (en función del porcentaje anual medio de energía no suministrada para los clientes de Media Tensión en la red, derivados de la frecuencia y tiempo medio de las interrupciones, SAIFI y SAIDI), pudiendo considerar distintos niveles de calidad en cada línea de suministro conforme a su fiabilidad individual (función de la longitud, tipo de uso de las líneas, mantenimiento...) y permite que la red resultante cumpla los requisitos de calidad establecidos por la normativa nacional.
- e. Tasa de descuento, necesaria para traducir la inversión inicial en una anualidad. Partiendo de una estimación inicial que en este caso puede estar en torno al 10%, REM permite considerar distintos valores según el modelo de negocio y riesgo asociado al modo de electrificación (extensión de red, mini-redes o sistemas aislados), así como establecer el impacto sobre el plan que distintas sensibilidades en torno al valor de referencia establecido.
- f. Criterios de conexión a red. Algunos criterios prácticos pueden ser aplicados para condicionar la conexión a red de los clientes que no estén demasiado lejos de la red (o demasiado lejos de otros clientes). Esto puede no ser consistente con la minimización del coste, pero está relacionado con diversas prioridades o condicionamientos sociales o políticos. Estas prioridades se pueden establecer al inicio y a lo largo del proyecto en función de la discusión de los resultados preliminares obtenidos.

ANEXO IV.

Recomendaciones y buenas prácticas en modelos de negocio con sistemas aislados

A continuación, se presentan en forma resumida las conclusiones de la revisión de experiencias internacionales de interés para este proyecto, separadamente para cada modo de electrificación, aunque los solapes y la necesidad de integración de los modos es evidente.

Principios generales

Un modelo sostenible de distribución requiere la remuneración del costo total eficiente de servicio. Esto es, una remuneración regulada que, de forma permanente, cubre cada año todos los costos de una gestión eficiente de la compañía, para conseguir al menos una fiabilidad y calidad de servicio establecidas por el regulador (determinando también los incentivos y penalizaciones correspondientes al cumplimiento o no de dichos objetivos). Estos costos deben incluir los de capital más los de operación y mantenimiento.

Adicionalmente, el regulador debe calcular las tarifas que, diferenciadas por tipo de consumidor y aplicadas al consumo de todos los consumidores de cada tipo, deben recuperar en conjunto la remuneración total regulada de la actividad de distribución, garantizando la asequibilidad de las mismas por parte de los consumidores de bajos ingresos, y la viabilidad del servicio eléctrico en su conjunto.

En muchos países con déficits importantes de electrificación, o bien la remuneración regulada que determina el regulador es insuficiente, o bien las tarifas que deben pagar los consumidores finales se fijan por debajo de costos, de forma que aparece un déficit de remuneración para las empresas distribuidoras, con nefastas consecuencias para la calidad de servicio y las nuevas inversiones, en especial las dedicadas a proporcionar acceso a más consumidores. Dado que llegar a consumidores cada vez más y más lejanos, dispersos y pobres con bajos niveles de demanda, es cada vez más caro, las distribuidoras no tienen incentivos para hacerlo, pues conectar nuevos consumidores les supone poner aún más en riesgo su viabilidad.

En muchos casos la baja calidad de servicio desmotiva a los consumidores, que rehúsan pagar las facturas o se conectan ilegalmente. Se entra por tanto en un círculo vicioso en el que los gobiernos se ven en la necesidad de rescatar a las empresas distribuidoras de alguna forma, para que no sean completamente insolventes y puedan seguir funcionando; un rescate costoso y sin perspectivas de solución a medio y largo plazo. Es para salir de este círculo vicioso que distribuidoras y gobiernos han planteado soluciones diversas, como modelos de negocio alternativos o complementarios, como las concesiones, franquicias o privatizaciones. Aunque las situaciones de los países se van a comentar sean diferentes a las de Paraguay, es posible extraer enseñanzas útiles de algunas de estas experiencias.

La primera conclusión es que los modelos de negocio tienen que diseñarse para poder ser viables a corto, medio y largo plazo. El sector eléctrico ha mostrado cómo se pueden diseñar modelos de negocio viables para el segmento de la distribución en numerosos países. Si se trata de atraer capital privado para completar la electrificación de Paraguay, el modelo de negocio tiene que ser atractivo financieramente. El volumen económico necesario es tal que no se puede realizar solamente con ONG, o fundaciones, y que se necesita un plan de financiamiento seriamente realizado. Se necesita inversión privada que ha de ser remunerada adecuadamente. Y el Gobierno ha de encontrar la forma de subsidiar la diferencia entre el costo de suministro y lo que pueda recolectarse con tarifas reguladas adaptadas a la capacidad de pago de los consumidores.

Los reguladores de casi todos los países utilizan el procedimiento del “coste de servicio” para remunerar a las empresas de distribución. Como los activos de distribución son muy numerosos, es imposible considerarlos uno a uno, y por este motivo se realizan aproximaciones. Una de ellas es el comparar la distribuidora cuyo costo de servicio anual se desea conocer con otras empresas distribuidoras semejantes cuyo costo eficiente de servicio ha sido estimado anteriormente. Este es el procedimiento adoptado en algunos países, utilizando una versión específica de “benchmarking” o comparación con otras empresas, en este caso con empresas distribuidoras estadounidenses. Hay otros procedimientos alternativos que se pueden encontrar en los muchos textos y cursos disponibles de regulación.

Como se indica más adelante, y en el caso de lo que queda por electrificar, el método de comparación necesariamente ha de llevar a resultados erróneos, infravalorando los costos reales de la electrificación, cuando se trata de electrificación rural en zonas inicialmente alejadas de la red y con demandas esperadas bajas. En efecto, estas redes de distribución resultan mucho más caras de construir, operar y mantener que las redes rurales norteamericanas, donde la población ya ha sido totalmente electrificada desde hace mucho tiempo.

Sin embargo, en este caso particular, hay un procedimiento de estimar el costo de servicio que claramente se puede recomendar. Dado que los activos que se pueden necesitar para completar este modo de electrificación en Paraguay no tienen una cantidad muy elevada, los ingenieros que planifiquen la extensión de red pueden estimar bien los activos físicos que se van a necesitar y la anualidad de sus costos de inversión, operación y mantenimiento que deben trasladarse a la tarifa regulada. Este mismo resultado se puede obtener automáticamente con la utilización del modelo REM de planificación geoespacial, que nuestro equipo ha utilizado ya en varios países latinoamericanos.

Si la planificación de mínimo costo determina que algunas agrupaciones de puntos de demanda son suministradas más económicamente con mini-redes, o si, como pasa en muchos países, el marco regulatorio permite la instalación de mini-redes por productores independientes, estas mini-redes deben recibir una remuneración que garantice su sostenibilidad, entendida en este caso como viabilidad económica en el tiempo, en el futuro condicionada a que las mini-redes se instalen en las zonas donde el planificador lo haya especificado. El mismo criterio debiera aplicarse a una empresa de suministro eléctrico con sistemas fotovoltaicos aislados (SFI). La “distribución” debe por tanto entenderse en un sentido amplio, incluyendo todos los modos de electrificación que permiten proporcionar suministro eléctrico a los usuarios finales.

Electrificación con mini-redes

La dificultad principal que ha encontrado la electrificación con mini-redes es que necesita subsidios. Y esto ocurre por dos motivos. El primero es que el costo del suministro eléctrico por medio de mini-redes es elevado, y frecuentemente las poblaciones rurales en países en desarrollo no pueden cubrirlo totalmente. Así lo admitía en 2020 el consejero delegado de PowerGen, la empresa que ha instalado más mini-redes en África, y miembro fundador de la Africa Mini-grid Developers Association (AMDA)⁴⁰. El suministro eléctrico con mini-redes es caro, en general sustancialmente superior al costo medio del sistema interconectado. Pero es que las mini-redes son competitivas en aquellas localizaciones donde extender la red principal sería más costoso aún, de forma que son necesarias en una planificación de mínimo costo, así como los sistemas individuales aislados.

40 Ver <https://www.powerforall.org/resources/audios/conversation-africa-mini-grid-developers-association-amda>

Debido a esta necesaria limitación, el desarrollo de mini-redes necesita de donantes – fundaciones, ONG, programas de organizaciones multi o bilaterales de desarrollo – que generalmente no tienen volumen suficiente para lanzar proyectos masivos de electrificación con esta tecnología. Las regulaciones sobre mini-redes de los distintos países, cuando estas regulaciones existen, no recogen en sus disposiciones el otorgar subsidios a las mini-redes, dejando en general a los operadores independientes el conseguir la viabilidad económica por medio de subsidios cruzados entre los clientes, cuando alguno de ellos tiene el volumen y capacidad de pago para aceptarlo, o bien con subvenciones de alguno de los diferentes tipos de donantes.

El segundo motivo para que existan los subsidios es que la práctica internacional más frecuente en el diseño tarifario – en todo tipo de países – es aplicar la misma tarifa a todos los consumidores del mismo tipo, independientemente de que se encuentren en una zona urbana o rural, a pesar de la diferencia en los costos de distribución; es decir, aunque la remuneración de la empresa distribuidora refleje sus costos (cost reflective), las tarifas a los usuarios finales nunca lo son. La práctica anterior justifica la aplicación de la misma tarifa a los consumidores suministrados por mini-redes que a los suministrados por la red principal, lo que implica la existencia de subsidios cruzados entre los consumidores conectados a la red principal y a las mini-redes.

Este principio de tarificación uniforme se deriva directamente de la práctica internacional, pero apenas se ha introducido en la regulación de las mini-redes. El motivo es que la mayoría de las mini-redes existentes han sido subvencionadas por donantes de todo tipo, frecuentemente a través de subsidios a la inversión inicial o de pagos por conexión (el método de “results based financing, RBF”) y las tarifas no han sido reguladas, sino negociadas directamente con los consumidores. Adicionalmente, los acuerdos directos con los consumidores evitan los subsidios públicos, aunque esto sea a costa de dejar a su suerte a quienes no puedan pagar la tarifa negociada. Sin embargo, puede afirmarse que la tendencia en las regulaciones de mini-redes que se están desarrollando en diversas partes del mundo es hacia tarifas iguales a las de los consumidores conectados a la red principal.

La práctica de los subsidios cruzados a través de las tarifas reguladas, como se explicará más adelante, juega un papel clave en el diseño de una financiación sostenible de un plan de electrificación a escala nacional, que contemple conjuntamente todos los modos de suministro de energía: extensión de red, mini-redes, y sistemas aislados, y cómo financiarlos.

Desafortunadamente, las experiencias más comunes de modelos de negocio con mini-redes no garantizan su sostenibilidad financiera a largo plazo, pues se plantean desde la perspectiva de una rentabilidad de corto plazo (e. g., recuperación de los costos de inversión en 5 o 7 años) apoyada por un subsidio inicial y unas tarifas negociadas con los usuarios. Un modelo de negocio planteado como indefinido – que es lo que los usuarios del servicio necesitan – permite distribuir las anualidades de pago de los activos de larga duración en plazos mayores, reduciendo las tarifas para los consumidores finales.

¿Cuáles son las experiencias internacionales relevantes en referencia a la remuneración de mini-redes y sistemas fotovoltaicos aislados no conectados a la red principal?

Entre los numerosos informes que describen experiencias o realizan propuestas acerca de la regulación de los sistemas aislados de la red y las mini-redes en particular, destacamos los siguientes:

- El excelente informe “The Clean Energy Mini-Grid Policy Development Guide” (AMDA,2021)⁴¹, desarrollado conjuntamente por ARE, AMDA, UNIDO, INENSUS, y el AfDB Green Mini-Grid Help Desk, que presenta las diversas formas y modelos que puede adoptar la participación público-privada y que examina la relación entre las decisiones regulatorias y de política energética sobre el desarrollo de las mini-redes.
- El ya clásico informe del Banco Mundial (Tenenbaum, 2014)⁴² que recorre en detalle todos los aspectos regulatorios que afectan a las mini-redes.
- El informe de IRENA (IRENA, 2018)⁴³ que realiza un estudio comparativo de las regulaciones más representativas de mini-redes en un conjunto de países.
- El informe del Banco Mundial (World Bank Group, 2019)⁴⁴ que revisa la situación actual de las mini-redes en el mundo en desarrollo.
- El manual de regulación elaborado por USAID y NARUC en 2017. “Practical Guide to the Regulatory Treatment of Mini-grids”. (Chessin,2017)⁴⁵
- El análisis de tendencias de mercado y guía para decisores de mini-redes del Energy Sector Management Assistance Program. 2022. Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers. (ESMAP,2022)⁴⁶

Se comentan a continuación las lecciones aplicables a la electrificación en Paraguay que pueden extraerse de estas referencias respecto a la financiación de las mini-redes.

Como se comentó anteriormente, la inmensa mayoría de las mini-redes existentes en el mundo han sido financiadas con la ayuda de donaciones o subsidios, a través de ONG, fundaciones o programas gubernamentales financiados con la ayuda de bancos para el desarrollo, pues, en general, los consumidores no pueden pagar el costo total de suministro de la mini-red.

Algunas mini-redes pueden autofinanciarse sin necesidad de subsidio, cuando existe alguna demanda especial –un caso típico es una torre de telecomunicaciones, pero también una mina, u otra instalación industrial – que por medio de subsidios cruzados en las tarifas puede compensar las tarifas reducidas de los consumidores residenciales. En unos casos la organización que presta la ayuda selecciona la comunidad para la que se desarrollará la mini-red, mientras que, en otros, es el gobierno del país quien decide las comunidades que participarán en el programa. En este último caso los operadores son

41 AMDA, ARE, UNIDO, INENSUS, AfDB Green Mini-grid Help Desk, “The Clean Energy Mini-Grid Policy Development Guide”, 2021. <https://africamda.org/wp-content/uploads/2021/08/CEMG-Development-Guide-EN.pdf>

42 Tenenbaum B., Greacen C., Siyambalapatiya T., Knucles J. 2014 “From the Bottom-up. How small power producers and mini-grids can deliver electrification in Renewable Energy in Africa”. Directions in Development. Washington, DC: World Bank. doi: 10.1596/978-1-4648-0093-1. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/16571/9781464800931.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

43 IRENA. “Policies and Regulations for Renewable Energy Mini-Grids”.2018. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Oct/IRENA_mini-grid_policies_2018.pdf?rev=5ad0997c87ac4281ac1627b83ee56aa9

44 World Bank, 2019. “Off-grid Solar Market Trends Report 2022: State of the Sector” <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522003056>

45 Chessin, E., Cook, R., Gessesse, E., Solano-Peralta, M., “Practical guide to the regulatory treatment of mini-grids”, USAID, NARUC, 2017. <https://www.naruc.org/international/where-we-work/global-initiatives/minigrids/>

46 Energy Sector Management Assistance Program. 2022. “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers.” Washington, DC: World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099635009232259510/pdf/P1751510dd4ab407e083a6098d1905fa94f.pdf>

seleccionados por medio de subastas al ofertar el menor subsidio para hacerse cargo de la instalación y operación de las mini-redes.

En la mayor parte de los casos el subsidio consiste en una ayuda a la inversión inicial, lo que hace posible cubrir el resto del costo de operar la mini-red con las tarifas que pagan los consumidores. Estas tarifas son negociadas entre el operador y los consumidores cuando no existe ayuda oficial, mientras que suelen ser fijadas por el regulador cuando se trata de programas gubernamentales.

El problema existente con el método de financiación basado exclusivamente en una ayuda inicial es la sostenibilidad financiera del modelo de negocio, que en el caso de las mini-redes requiere inversiones periódicas sustanciales en el reemplazo de las baterías (por ejemplo, cada 5 años o más, dependiendo de la tecnología), así como otros elementos, más inversiones adicionales para incorporar nuevos consumidores o responder al crecimiento de la demanda. Por ejemplo, en Colombia se ha identificado que la remuneración para las zonas no interconectadas resulta insuficiente para garantizar niveles adecuados de mantenimiento, realizar reposición y modernización de equipos y para sustituir la generación a base de diésel.

Nigeria ha introducido en la regulación de las mini-redes un método para calcular la remuneración regulada que sigue los mismos principios (MYTO) de costo de servicio que aplica para calcular la remuneración de la red de distribución⁴⁷. Es ésta una propuesta muy pertinente para el caso de Paraguay pues está orientada a lograr la sostenibilidad del servicio y a incluir las condiciones de calidad del sistema como un todo - nótese que los objetivos de fiabilidad deben adecuarse en cada zona a las condiciones de accesibilidad, entre otras. Una remuneración adecuada permite fijar el nivel de desempeño correspondiente en las calidades del prestador de soluciones aisladas. Muy recientemente Nigeria ha anunciado un programa para tecnologías aisladas - mini-redes y sistemas individuales aislados - con subvenciones específicas para cada uno (una novedad para los sistemas individuales aislados).

Un modelo de electrificación que hace frecuentemente uso de mini-redes, que ha dado resultados en muchos casos y ha sido abandonado en otros tantos, es el de las cooperativas. El modelo de cooperativas de servicios públicos ha sido utilizado con éxito en Bolivia, por ejemplo, donde se ha logrado abastecer con mini-redes a comunidades aisladas (desde decenas de usuarios a varios miles por sistema) con un modelo de negocio sostenible en el tiempo. La inicial dependencia en exclusiva del suministro con generadores diésel, altamente subvencionado, ha dado paso a la hibridación solar, disminuyendo el costo de suministro de energía (por ejemplo, de 0.22 USD/kWh a 0.14 USD/kWh en la Comunidad de El Remanso en Colombia) y aumentando la potencia suministrada por la mini-red a un número creciente de usuarios, así como la calidad y el nivel de servicio (que pasa por unas pocas horas diarias con el uso exclusivo de diésel a 24x7 en el sistema híbrido).

Estas cooperativas de electricidad local cuentan con inversión pública por parte del Gobierno de Bolivia, y son gestionadas por la comunidad local, incluyendo acometidas con medidores inteligentes y tarjetas prepago de electricidad. Esta experiencia y otras de interés en América Latina pueden encontrarse en el libro "El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada. Visión en Iberoamérica" (CNMC, 2017)⁴⁸. Las cooperativas fracasan cuando su estructura de organización interna y sus recursos económicos y técnicos no son capaces de afrontar la renovación de los equipos obsoletos, el crecimiento de la demanda, o simplemente los retos propios de toda organización que da servicio a un gran número de clientes.

47 Véase <https://nerc.gov.ng>

48 CNMC, Ariae, AECID, MAUE. "El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada. Visión en Iberoamérica". Civitas. Thomson Reuters. 2017. personas". <https://accesouniversalaenergia.files.wordpress.com/2021/04/ods-7-en-iberoamerica-segib-ariae-maue.pdf>

Merece la pena destacar el programa Scaling Mini-Grid (SMG) que desarrolla el Banco Mundial a través de IFC (International Finance Corporation). Su objetivo es ayudar a atraer inversión en los mercados emergentes para los programas de mini-redes a gran escala. Para ello ofrece financiamiento, soporte de asesoramiento y mitigación de riesgos para inversores gubernamentales y privados. Ha desarrollado una metodología basada en un proceso de cinco pasos con tiempo total estimado en 26 meses, que va desde la preparación del proyecto y de la licitación, la evaluación de ofertas y adjudicación, el cierre financiero, hasta finalmente el proceso de construcción y operación. Actualmente el programa colabora con el gobierno de República Democrática del Congo para asegurar el financiamiento privado de 400 millones de USD para desarrollar dos mini-redes con 180 MW solares que satisfagan las necesidades eléctricas de 1,5 millones de hogares. Lo notorio de este programa respecto a los citados anteriormente es que se reconoce desde el principio la necesidad de garantizar los ingresos del proveedor de energía, incluso mediante un contrato de ingresos mínimos garantizados.

La evolución temporal de las necesidades energéticas de los consumidores precisa una adaptación de los modos de electrificación, de forma que lo que inicialmente era más económico suministrar con una mini-red, más adelante, cuando la demanda crece, puede necesitar ser conectado a la red principal. No puede haber fronteras rígidas entre el servicio con redes, con mini-redes y con sistemas individuales. En bastantes países la regulación prevé esquemas de compensación e integración de activos físicos cuando la red alcanza algunas zonas previamente electrificadas con mini-redes (el estado de Uttar Pradesh en India, Camboya, Nigeria, Ruanda, Tanzania, entre otros). Merece especial atención la experiencia de Camboya, que anticipa en parte lo que más tarde se propondrá en este informe. Cientos de mini-redes existentes, alimentadas con generadores diésel, han sido conectadas a la red, lo que ha mejorado su fiabilidad y la capacidad de crecimiento de la demanda. Los operadores privados, que anteriormente aplicaban tarifas fuera de regulación a sus consumidores, han pasado a ser operadores de distribución en su zona, y reciben una remuneración regulada por su costo de servicio. Los consumidores ahora pagan tarifas reguladas por debajo del costo, y el operador recibe un subsidio que le permite completar su remuneración regulada (Tenembaum, 2014)⁴⁶.

Electrificación con sistemas fotovoltaicos individuales o kits solares (SFIs)

La electrificación con sistemas fotovoltaicos individuales aislados comparte bastantes de los mismos problemas que las mini-redes, que acaban de exponerse⁴⁹. Se trata de soluciones más caras que el coste medio de suministro en la red interconectada, pero que son necesarias cuando la demanda es baja y muy dispersa, está alejada de la red existente, o cuando la fiabilidad de ésta es intolerablemente insuficiente. Los sistemas domiciliarios de una capacidad mínima razonable solamente son asequibles para una determinada capa de la población, con lo que no es posible plantear una electrificación universal con base en esta tecnología sin la ayuda de subsidios. Pero las empresas distribuidoras incumbentes en general no han estado interesadas en promover este modo de electrificación ni tienen la capacidad técnica ni de relación que se necesita con este tipo de consumidor final. En Perú coexisten dos modelos de suministros con SFI, uno basado en tarifas reguladas y otro producto de una licitación que se remunera por la cuota anual ofertada en la adjudicación. La regulación y diseño de subsidios para la electrificación con sistemas individuales ha permitido la puesta en marcha de ambiciosos programas de electrificación fuera de red con un enfoque análogo al de las compañías de distribución (utility-like) estableciendo su factibilidad para zonas no interconectadas, estableciendo tarifas reguladas

49 En un proyecto en colaboración con el Banco Interamericano de Desarrollo y el Ministerio de Minas y Energía se han examinado diversas experiencias internacionales para extraer de ellas las buenas prácticas aplicables a la electrificación de las ZNI en Colombia (Pérez-Arriaga, 2020).

más un subsidio calculado de forma que respeta el principio de que los ingresos regulados establecidos (revenue requirement) deben reflejar el costo de servicio. Este enfoque ya se aplica a los sistemas solares de tercera generación (solar kits o sistemas solares individuales) con el modelo de pago por servicio utilizando tecnología de prepago (Pay-As-You-Go), permitiendo la “bancabilidad” de los proyectos y el acceso a crédito y financiamiento por las compañías que prestan el servicio, asegurando la sostenibilidad y la permanencia del servicio eléctrico en el tiempo, como describimos a continuación. El modelo de electrificación domiciliario desarrollado en Perú está basado en sistemas fotovoltaicos domiciliarios en corriente continua con baterías. El gobierno regula la tarifa aplicable, por energía disponible, y los cargos por corte y desconexión para distintos tipos de sistemas (“Tarifa Eléctrica Rural para Sistemas Fotovoltaicos”, fijada por el regulador, OSINERGMIN, y revisada cada cuatro años) y para inversiones realizadas tanto por empresas como por el estado para distintas zonas (Costa, Sierra y Selva- Amazonía). La regulación reconoce igualmente unos costos de comercialización, operación y mantenimiento a las compañías de servicios con sistemas fotovoltaicos según la zona de servicio. Se remunera la diferencia (“viability gap”) entre el costo de servicio y la tarifa a través de un Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE, Ley N° 27510). Este enfoque fue planteado al Gobierno de Perú por la empresa social Acciona Microenergía, que ahora da suministro a decenas de miles de usuarios en Cajamarca, Loreto, y recientemente Cuzco, a través de micro-franquicias de centros de atención al cliente (Centros Luz en Casa), con un modelo de pago por servicio que incluye el servicio de garantía y mantenimiento de los equipos. Adicionalmente, se promueve el emprendimiento de los Centros Luz en Casa mediante la venta de pequeños electrodomésticos (televisiones, radios, linternas, cargadores de celular, tabletas, reproductores DVD, licuadoras, pequeños refrigeradores o cargadores de pilas). Esto permite hacer llegar la oferta de equipos compatibles con el sistema solar, de alta eficiencia energética, buena calidad y precio competitivo, a las comunidades remotas donde se desarrolla el proyecto. En este modelo de negocio es importante poner de manifiesto la relevancia del necesario trabajo social con las comunidades, para explicar el compromiso mutuo de derechos y deberes, el alcance y limitaciones del proyecto, la capacitación de usuarios y técnicos locales y por qué deben pagar, pues frecuentemente son personas que nunca han pagado periódicamente por un servicio continuo.

Demostrada la viabilidad y sostenibilidad del programa Luz en Casa y con el objeto de escalar dicha experiencia, Perú celebró en 2014 la primera subasta internacional de renovables off-grid adjudicando la adquisición, instalación y el mantenimiento de un mínimo de 150.000 hasta 500.000 sistemas fotovoltaicos domiciliarios de segunda generación con garantía de suministro por una duración de 15 años a la empresa ERGON, subsidiaria del grupo Tozzi Green, que ha conseguido electrificar a 200,000 usuarios. Algunos defectos e indefiniciones en el planteamiento de la licitación ocasionaron diferentes arbitrajes que provocaron importantes retrasos en el proceso de ejecución. Además, la exclusión de la gestión comercial con el riesgo de impago al proveedor del servicio ha eliminado un importante incentivo de desempeño, lo que está ocasionando muy elevadas ratios de impago.

Una innovación adicional disruptiva ha sido la de la tecnología Pay-As-You-Go (PAYG), que ha permitido alcanzar un número mucho mayor de consumidores, aunque todavía sin llegar al “estrato inferior de la pirámide”. La tecnología PAYG condiciona la disponibilidad del uso del sistema fotovoltaico al pago de la cuota establecida. Esta tecnología puede ser usada tanto en modelos de pago por servicio (fee-for-service) como en modelos de venta a crédito (rent-to-own). En el modelo de pago por servicio actúa como un sistema prepago evitando el desplazamiento de los técnicos para las funciones de corte y reconexión por impago. Mientras que en el modelo de venta a crédito facilita el cobro de la cuota durante el periodo de tiempo, normalmente dos o tres años, hasta la transferencia de propiedad. El consumidor paga una cuota mensual que le permite disfrutar de la energía eléctrica generada y almacenada en el sistema fotovoltaico, y frecuentemente también de un conjunto de dispositivos adicionales – luces LED, cargador de teléfono, radio, ventilador, TV, etc. - dependiendo del presupuesto. Si un mes el consumidor no paga, se bloquea la disponibilidad de uso de la energía eléctrica. Y se desbloquea al pagar de nuevo. La tecnología PAYG permite al usuario final hacer su pago mediante el celular si dispone tanto de

cobertura telefónica como de las aplicaciones de dinero móvil. Si no estuviera disponible el pago a distancia, el usuario debe hacer el pago en un establecimiento definido previamente.

Si se dispone de cobertura telefónica, el aparato puede ser continuamente monitorizado por el proveedor, que puede detectar anomalías en el funcionamiento y organizar su arreglo o reemplazo. O bien el usuario puede llevarlo (pesa 3 o 4 Kg) al establecimiento previamente identificado para ser reparado o sustituido. La tecnología PAYG en el modelo de venta a crédito, facilita disfrutar de servicio eléctrico (sin necesidad de ser sancionado o tener que devolver el aparato) a las familias con ingresos irregulares. Como los pagos quedan registrados, el usuario tiene una historia de crédito, que si es satisfactoria le puede permitir adquirir un modelo más avanzado o incluso obtener financiación para comprar electrodomésticos u otros productos. La organización Gogla⁵⁰ ofrece estadísticas actualizadas de sistemas individuales aislados que utilizan tecnología solar fotovoltaica.

Los clientes más numerosos hasta el momento del modelo de venta a crédito con tecnología PAYG han sido consumidores urbanos o periurbanos con baja calidad de servicio, que utilizan estos aparatos como back-up. Aunque los kits solares o SFI ciertamente proporcionan un servicio eléctrico de gran utilidad, no pueden soportar electrodomésticos intensivos en el uso de energía, ni la mayor parte de los usos productivos.

Algunas de las empresas, especialmente las integradas verticalmente que fabrican SFI y ofrecen el servicio de venta a crédito a clientes finales, están atravesando dificultades económicas o están en bancarrota. El motivo es haber querido crecer demasiado rápido, incrementando el ritmo de fabricación sin que éste pueda ser absorbido por sus redes de distribución debido a los largos tiempos de maduración de los nuevos mercados. Esta situación requiere fuertes inversiones en activos físicos y stocks que tardarán en ser recuperadas, creando desequilibrios financieros.

En algunos casos, ha faltado una verificación rigurosa de la capacidad de pago de los consumidores. El negocio integrado verticalmente es intensivo en capital, y puede fracasar si no obtiene puntualmente los pagos que necesita para cubrir sus compromisos financieros. Los modelos de negocio que se acaban de describir han dado lugar, de alguna forma, a una compañía eléctrica “sin hilos”, otra forma de “utility”. En el modelo de venta a crédito, no existe un compromiso de servicio efectivo en el tiempo más allá del momento de la transferencia de propiedad, poniendo en riesgo la sostenibilidad a medio plazo. Por el contrario, en el modelo de cuota por servicio llevado a cabo por Acciona Microenergía en Perú desde el 2010, con el apoyo de una regulación adecuada, constituye un verdadero compromiso “utility-like” con el consumidor.

El desarrollo de la tecnología PAYG propicia la separación (“unbundling”) de varias actividades de negocio especializadas e independientes que permiten diversificar el riesgo y facilitar las inversiones, como el desarrollo y fabricación de componentes para integrar en la electrónica de control de los sistemas fotovoltaicos, diseño y operación de plataformas de pagos, desarrollo de estándares para permitir la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes con una plataforma de pagos, aplicaciones de apoyo a la operación y mantenimiento de los proveedores del servicio de energía eléctrica, etc.

50 <https://www.gogla.org>