



Sistema Nacional de Programación Multianual
y Gestión de Inversiones

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural



PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas



Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Ministerio de Economía y Finanzas
Dirección General de Programación Multianual de Inversiones - DGPMI

Primera Versión: agosto 2025

© Ministerio de Economía y Finanzas - MEF
Dirección General de Programación Multianual de Inversiones - DGPMI

La información contenida en este documento puede ser reproducida total o parcialmente, siempre y cuando se mencione la fuente de origen y se envíe un ejemplar al Ministerio de Economía y Finanzas del Perú – MEF

CONTENIDO

CONTENIDO	3
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	6
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	8
ÍNDICE DE TABLAS	10
Lista de abreviaciones y acrónimos.....	14
Prólogo.....	17
Aspectos Generales	18
1. CAPÍTULO I: Módulo de Identificación	28
Diagnóstico de proyectos de electrificación rural - Visión general	28
1.1. Territorio	31
1.1.1. Localización.....	35
1.1.2. Características físicas.....	36
1.1.3. Recolección de información primaria mediante trabajo de campo.....	39
1.2. Población afectada	49
1.2.1. Identificación de beneficiarios.....	51
1.2.2. Exposición a condiciones de riesgo.....	52
1.2.3. Cómo satisface la población sus necesidades de electricidad	52
1.2.4. Información sociodemográfica.....	76
1.3. Unidad Productora (UP).....	80
1.4. Otros agentes involucrados	85
Definición del problema, sus causas y sus efectos	89
1.5. Problema central identificado.....	89
1.6. Análisis de las causas.....	90
1.7. Análisis de los efectos	95
1.8. Árbol de causas y efectos.....	99
Planteamiento del proyecto.....	101
1.9. El objetivo central.....	101
1.10. Análisis de los medios	101
1.11. Análisis de los fines.....	104
1.12. Árbol de medios y fines	106
1.13. Planteamiento de alternativas de solución	108
2. CAPÍTULO II: Módulo de Formulación	111
1. Horizonte de evaluación.....	112

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

2. Análisis del Mercado del Servicio	113
2.1. Análisis de la Demanda del Servicio	113
2.1.1. Estimación de la demanda en la situación “sin proyecto”	114
2.1.2. Estimación de la demanda en la situación “con proyecto”	126
2.2. Brecha Oferta-Demanda.....	126
3. Análisis Técnico.....	127
3.1. Aspectos Técnicos	129
3.1.1. Tamaño	129
3.1.2. Localización.....	134
3.1.3. Tecnología	137
3.1.4. Impacto Ambiental	139
3.1.5. Riesgo de Desastres y Cambio Climático	139
3.2. Planteamiento de las alternativas técnicas factibles.....	140
3.3. Diseño preliminar de las alternativas técnicas factibles.....	142
3.3.1. Extensión de redes.....	142
3.3.2. Centrales fotovoltaicas	151
3.4. Metas físicas de los activos que se buscan crear o modificar con el PI	162
4. Gestión del Proyecto de Inversión.....	165
4.1. Fase de ejecución.....	165
4.1.1. Organización.....	165
4.1.2. Plan de implementación	168
4.1.3. Modalidad de ejecución.....	183
4.1.4. Condiciones previas a la ejecución	184
4.2. Fase de Funcionamiento.....	185
4.2.1. Entidad que se hará cargo de la OyM y la organización que se adoptará	186
4.2.2. Condiciones previas relevantes para el inicio de la operación	186
4.3. Gestión integral de riesgos en la ejecución y funcionamiento	188
5. Costos del proyecto	192
5.1. Estimación de costos de inversión	192
5.2. Estimación de los costos de inversión en la fase de funcionamiento	196
5.3. Estimación de los costos de operación y mantenimiento incrementales	198
5.4. Flujo de costos incrementales a precios de mercado.....	204
3. CAPÍTULO III: Módulo de Evaluación	206
1. Evaluación social.....	206

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

1.1. Beneficios sociales	207
1.1.1. Beneficios directos	208
1.1.2. Beneficios indirectos	208
1.1.3. Externalidades positivas	209
1.1.4. Intangibles	209
1.2. Costos sociales.....	215
1.2.1. Costos Directos de la electrificación rural	215
1.2.2. Costos Indirectos.....	215
1.2.3. Externalidades Negativas.....	216
1.2.4. Intangibles.....	216
1.3. Estimación de indicadores de rentabilidad social	223
1.4. Análisis de incertidumbre	225
2. Evaluación privada	229
3. Análisis de sostenibilidad	231
3.1. Análisis de la sostenibilidad financiera.....	232
3.1.1. Cuando la tasa/tarifa está predeterminada	232
4. Financiamiento de la inversión del Proyecto.....	233
5. Matriz del Marco Lógico.....	233
5.1. Consideraciones básicas.....	233
5.2. Elaboración de la matriz de marco lógico.....	234
5.3. Conclusiones y recomendaciones.....	235
Anexos	236
Anexo 1. Ficha de Encuesta Socioeconómica	236
Anexo 2. Nivel de servicio y estándares de calidad	238
Anexo 3. Acta de reunión, talleres y actividades similares	241
Anexo 4. Lista de participantes	243
Anexo 5. Registro fotográfico	243
Anexo 6. Metodología de cálculo de beneficios	244
Anexo 7. Metodología alternativa para la evaluación social.....	260

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Proceso del sistema de electrificación rural	21
Gráfico 2. Sistemas eléctricos de transmisión	22
Gráfico 3. Sistemas aislados.....	23
Gráfico 4. Diagrama de flujo para la obtención de información	30
Gráfico 5. Pasos para la elaboración del diagnóstico del territorio	34
Gráfico 6. Distribución de los gastos en electricidad e iluminación en Bellavista Callarú	53
Gráfico 7. Aspectos a analizar en el diagnóstico de la gestión del servicio	75
Gráfico 8. Clasificación de los factores de producción.....	81
Gráfico 9. Proyecto de electrificación rural por extensión de redes en el que sólo hay que construir red secundaria, naturaleza de ampliación	83
Gráfico 10. Proyecto de electrificación rural por extensión de redes en el que hay que construir red secundaria, subestación de distribución y línea primaria, naturaleza de ampliación.....	84
Gráfico 11. Electrificación rural mediante sistemas aislados, creación y ampliación de sistema eléctrico	84
Gráfico 12. Pasos para elaborar el árbol de problemas.....	91
Gráfico 13. Árbol de causas del problema	94
Gráfico 14. Árbol de efectos del problema	98
Gráfico 15. Árbol de problemas	100
Gráfico 16. Árbol de medios	103
Gráfico 17. Árbol de fines.....	105
Gráfico 18. Árbol de medios y fines	107
Gráfico 19. Pasos para la identificación de la alternativa de solución.....	108
Gráfico 20. Redacción de las acciones.....	109
Gráfico 21. Pasos para la estimación de la demanda en la situación "sin proyecto"	114
Gráfico 22. Tipos de población.....	115
Gráfico 23. Proyección de demanda para el rango 1kWh – 30 kWh.....	119
Gráfico 24. Proyección de demanda para el rango 31kWh – 100 kWh.....	120
Gráfico 25. Proyección de demanda para el rango más de 100 kWh.....	120
Gráfico 26. Ejemplo de evolución de la demanda de energía para el centro poblado Concordia (MWh)	124
Gráfico 27. Ejemplo de evolución de la demanda de potencia para el centro poblado Concordia (kW)	125
Gráfico 28. Ejemplo de evolución de la demanda de energía para el centro poblado Concordia en escala logarítmica (MWh)	125

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Gráfico 29. Ejemplo de evolución de la demanda de potencia para el centro poblado Concordia en escala logarítmica (kW).....	125
Gráfico 30. Pasos para determinar el tamaño	129
Gráfico 31. Pasos para determinar la localización	134
Gráfico 32. Pasos para determinar la tecnología.....	137
Gráfico 33. Pasos para desarrollar el plan de implementación	168
Gráfico 34. Pasos para estimar el costo total de inversión	193
Gráfico 35. Pasos para la estimación de costos de inversión en la fase de funcionamiento	197
Gráfico 36. Pasos para la estimación de costos de OyM incrementales	201
Gráfico 37. Cadena de Valor de un PI y la Evaluación Social.....	207
Gráfico 38. Pasos para la estimación de los beneficios sociales.....	209
Gráfico 39. Pasos para la estimación de los costos sociales.....	216
Gráfico 40. Flujos para la aplicación de la metodología costo beneficio	224
Gráfico 41. Análisis de incertidumbre	226
Gráfico 42. Pasos para el análisis de sensibilidad	226
Gráfico 43. Variables que afectan a la rentabilidad social de un proyecto	227
Gráfico 44. Cambio en la Demanda y Voluntad de Pago tras la Electrificación	244

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. La falta de electricidad limita las actividades humanas y productivas	29
Ilustración 2. Área de estudio para un proyecto de electrificación rural.....	31
Ilustración 3. Vista panorámica del área de influencia de un proyecto de electrificación rural	32
Ilustración 4. Relación entre el área de estudio y el área de influencia en un proyecto de electrificación rural	33
Ilustración 5. Recopilación de información secundaria sobre el territorio	35
Ilustración 6. Levantamiento de información primaria sobre el territorio	39
Ilustración 7. Posibles fuentes de energía.....	43
Ilustración 8. Análisis de la información recopilada	43
Ilustración 9. Centros poblados con brillo solar y recursos hídricos	44
Ilustración 10. Mapas de ubicación a nivel provincial y distrital del centro poblado Bellavista Callarú	44
Ilustración 11. Ubicación de la población afectada y UP de Bellavista Callarú.....	45
Ilustración 12. Posibles riesgos a los que se expone la Unidad Productora	46
Ilustración 13. Posibles riesgos a los que se expone la Unidad Productora	46
Ilustración 14. Territorio expuesto a deslizamientos.....	47
Ilustración 15. El uso de fuentes de iluminación alternativas.....	53
Ilustración 16. Lotes domésticos y comerciales de un centro poblado.....	56
Ilustración 17. Diferentes tipos de fuente de energía.....	57
Ilustración 18. Generador térmico del centro poblado Bellavista Callarú	64
Ilustración 19. Involucrados en un proyecto de electrificación rural	85
Ilustración 20. Horizonte de evaluación.....	112
Ilustración 21. Brecha Oferta - Demanda.....	126
Ilustración 22. Demanda de energía de un hogar rural durante el día (kWh).....	130
Ilustración 23. Centros poblados que no pueden ser conectados bajo la misma red	135
Ilustración 24. Viviendas alejadas del centro poblado que no puede conectarse a la red eficientemente.....	135
Ilustración 25. Cantidad de postes utilizados en una quebrada y en un terreno llano	136
Ilustración 26. Proceso de elección de ATF.....	142
Ilustración 27. Acometida larga	150
Ilustración 28. Estructuras de soporte para los paneles solares en la Central Solar Purús-Ucayali.....	156

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Ilustración 29. Tipos de SPD para protección contra sobretensiones del sistema solar	157
Ilustración 30. Esquema básico de una electrificación rural con central solar aislada de la red	158
Ilustración 31. Esquema básico de una central solar conectada a red	158
Ilustración 32. Batería de litio para Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD)	160
Ilustración 33. Banco de baterías	160
Ilustración 34. Registro de monitoreo del Rendimiento del Sistema Fotovoltaico de 3.20 kW	162
Ilustración 35. Organigrama sugerido para la ejecución de proyectos de electrificación rural	167
Ilustración 36. Procesos de implementación en la ejecución de una central solar	182

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ejemplo de OPMI de nivel de Gobierno Nacional.....	24
Tabla 2. Ejemplo de UF de nivel de Gobierno Nacional.....	25
Tabla 3. Ejemplo de UEI de nivel de Gobierno Nacional.....	25
Tabla 4. Identificación de Unidades Ejecutoras de Inversión para proyectos de electrificación rural	26
Tabla 5. Ejemplo del Operador del servicio de provisión de electricidad.....	26
Tabla 6. Funciones del diagnóstico	28
Tabla 7. Ubicación del centro poblado beneficiado en Loreto.....	36
Tabla 8. Características climáticas.....	36
Tabla 9. Características hidrológicas.....	37
Tabla 10. Características ambientales	38
Tabla 11. Uso de las características geográficas levantadas en el diagnóstico....	39
Tabla 12. Ruta de acceso a Bellavista Callarú	40
Tabla 13. Otros servicios existentes	42
Tabla 14. Riesgos y peligros	47
Tabla 15. Diagnóstico del territorio en Bellavista Callarú.....	48
Tabla 16. Población afectada de Bellavista Callarú.....	49
Tabla 17. Ejemplo de tipos de consumidor.....	50
Tabla 18. Ejemplo de registro de información de Santa Clotilde.....	52
Tabla 19. Características del servicio que reciben el usuario	55
Tabla 20. Información a recoger de equipos de generación de pobladores o entidades del centro poblado beneficiado.....	56
Tabla 21. Características de las redes eléctricas.....	59
Tabla 22. Variables de subestación de un sistema eléctrico	61
Tabla 23. Variables de generador térmico para Bellavista Callarú	63
Tabla 24. Variables de generador hidráulico	65
Tabla 25. Variables de generador solar	67
Tabla 26. Variables de módulos fotovoltaicos individuales	69
Tabla 27. Resumen de la gestión administrativa del servicio eléctrico rural.	71
Tabla 28. Resumen de la gestión comercial del servicio eléctrico rural para Bellavista Callarú	73
Tabla 29. Ficha de Percepción del Servicio y Evaluación de Interrupciones	76
Tabla 30. Calidad de las viviendas en el centro poblado Bellavista Callarú	76
Tabla 31. Actividades predominantes del centro poblado Bellavista Callarú	77
Tabla 32. Indicadores demográficos del centro poblado Bellavista Callarú	77

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Tabla 33. Variables de población afectada	78
Tabla 34. Diagnóstico de la población afectada del centro poblado Bellavista Callarú (muestra representativa).....	79
Tabla 35. Matriz de activos de acuerdo al proceso	82
Tabla 36. Naturaleza de los proyectos de acuerdo a su situación.....	85
Tabla 37. Matriz de población afectada y otros involucrados para un PI de servicio de energía eléctrica en Bellavista Callarú	88
Tabla 38. Definición del problema central	90
Tabla 39. Evidencia del problema central	90
Tabla 40. Definición de las causas	92
Tabla 41. Evidencias de las causas	92
Tabla 42. Definición de los efectos.....	95
Tabla 43. Evidencias de los efectos.....	96
Tabla 44. Definición del efecto final.....	97
Tabla 45. Definición del objetivo central	101
Tabla 46. Definición de los medios	102
Tabla 47. Definición de los fines	104
Tabla 48. Acciones necesarias para cumplir los medios fundamentales	110
Tabla 49. Conjunto de acciones para la alternativa de solución única	110
Tabla 50. Horizonte de evaluación de los proyectos.....	113
Tabla 51. Ejemplo de determinación de la población para proyectos de electrificación rural	116
Tabla 52. Distribución de abonados por rango: SER El Estrecho	117
Tabla 53. Ejemplo de evolución de abonados por rangos del centro poblado Concordia (conexiones)	117
Tabla 54. Cálculo de la demanda estimada de los abonados (para cada segmento)	118
Tabla 55. Consumos iniciales propuestos por segmento	118
Tabla 56. Proyección del consumo unitario para rango 1kWh – 30 kWh.....	119
Tabla 57. Proyección del consumo unitario para rango 31kWh – 100 kWh.....	119
Tabla 58. Proyección del consumo unitario para rango más de 100 kWh.....	120
Tabla 59. Ejemplo de evolución del consumo unitario mensual por rangos del centro poblado Concordia.....	123
Tabla 60. Ejemplo de evolución del consumo de alumbrado público del centro poblado Concordia	123
Tabla 61. Ejemplo de evolución de la demanda de electricidad total del centro poblado Concordia (MWh/año).....	124

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Tabla 62. Ejemplo de evolución de la demanda de potencia total del centro poblado Concordia (kW)	124
Tabla 63. Estimación de la brecha oferta-demanda por potencia en Bellavista Callarú (kW)	127
Tabla 64. Preguntas claves para el análisis técnico.....	127
Tabla 65. Ejemplo de opciones tecnológicas vinculadas a procesos y activos ..	139
Tabla 66. Recomendaciones para la selección de la alternativa técnica, en función del impacto ambiental.....	139
Tabla 67. Riesgos de desastres y medidas de mitigación	140
Tabla 68. Opciones de alternativas técnicas según los factores condicionantes	141
Tabla 69. Calificación asignada por tipo de carga.....	152
Tabla 70. Irradiación solar promedio por regiones.....	153
Tabla 71. Registro de metas físicas del PI.....	162
Tabla 72. Metas físicas para Lucas Cutivalu	164
Tabla 73. Metas físicas para Santa Clotilde	165
Tabla 74. Plazos de las actividades para el plan de implementación de un proyecto en ER en Taquile.....	168
Tabla 75. Responsables de las actividades para el plan de implementación	174
Tabla 76. Responsables de las actividades para el plan de implementación en Taquile.....	174
Tabla 77. Síntesis del plan de implementación para proyecto de extensión de redes	177
Tabla 78. Síntesis del plan de implementación para el proyecto en Taquile	179
Tabla 79. Ejemplo de análisis de riesgo para electrificación rural	189
Tabla 80. Riesgos residuales en un proyecto de extensión de redes por regiones	191
Tabla 81. Ejemplo de partidas de costo de electrificación rural para extensión de redes.....	194
Tabla 82. Costos totales para Putumayo y Amazonas.....	196
Tabla 83. Vida útil referencial para activos	198
Tabla 84. Ejemplo de frecuencia de mantenimiento en una central fotovoltaica	200
Tabla 85. Costos de operación del proyecto de central solar en Taquile.....	202
Tabla 86. Sugerencia de costos de mantenimiento para una central fotovoltaica	202
Tabla 87. Sugerencia de costos de OyM para una central fotovoltaica	203
Tabla 88. Costos incrementales para el centro poblado Santa Clotilde.....	204

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Tabla 89. Identificación de los beneficios sociales del PI de electrificación rural	210
Tabla 90. Ejemplo de beneficios sociales netos de los usuarios para Santa Clotilde	213
Tabla 91. Ejemplo de beneficios incrementales para Santa Clotilde	214
Tabla 92. Desagregado de costos de inversión para el centro poblado Santa Clotilde (precios de mercado – soles)	217
Tabla 93. Factores de corrección a aplicar para los costos de inversión.....	220
Tabla 94. Desagregado de costos de inversión para el centro poblado Santa Clotilde (precios sociales – soles).....	220
Tabla 95. Factores de corrección a aplicar para los costos de operación y mantenimiento	221
Tabla 96. Estimación de costos sociales de OyM para el centro poblado Santa Clotilde	221
Tabla 97. Flujo de costos a precios sociales para el centro poblado Santa Clotilde	222
Tabla 98. Flujo de costos sociales incrementales para el centro poblado Santa Clotilde	223
Tabla 99. Indicadores de rentabilidad para centro poblado Santa Clotilde.....	225
Tabla 100. Análisis de sensibilidad sobre los costos de inversión	228
Tabla 101. Análisis de sensibilidad sobre los beneficios	229
Tabla 102. Análisis de sensibilidad sobre los costos de OyM.....	229
Tabla 103. Ejemplo de evaluación privada para Santa Clotilde	230
Tabla 104. Análisis de sostenibilidad	231
Tabla 105. Ejemplo de índice de cobertura de los ingresos para Santa Clotilde.....	232
Tabla 106. Los Cinco Criterios de Evaluación.....	233
Tabla 107. Ejemplo de MML para un PI de electrificación rural en Santa Clotilde	234
Tabla 108. Normas técnicas o dispositivos legales de los niveles de servicio	238
Tabla 109. Normas técnicas o dispositivos legales de estándares de calidad ...	240

Lista de abreviaciones y acrónimos

Adinelsa	Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.
AdR-CCC.	Análisis de Riesgo en un Contexto de Cambio Climático
ANA.	Autoridad Nacional del Agua
ANP	Área Natural Protegida
AP	Alumbrado Público
APECO	Asociación Peruana para la Conservación de la Naturaleza
ATF	Alternativa Técnica Factible
BESS	Sistema de almacenamiento de energía a batería (<i>Battery Energy Storage System</i>)
CENEPRED	Centro Nacional de Estimación, Prevención y Reducción del Riesgo de Desastres
CIRA	Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos
CNE	Código Nacional de Electricidad
CU	Consumo Unitario
DGAEE	Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad
DGE	Dirección General de Electricidad
DGER	Dirección General de Electrificación Rural
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
DMS	Distancia mínima de seguridad
EDE	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
FONAFE	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
GdR-CCC	Gestión de Riesgos en el Contexto del Cambio Climático
GORE	Gobierno Regional
HSP	Horas solar pico

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IGN	Instituto Geográfico Nacional
IIAP	Instituto de Investigaciones de la Amazonía Peruana
INDECI	Instituto Nacional de Defensa Civil
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
INGEMMET	Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico
INRENA	Instituto Nacional de Recursos Naturales
KALP	Factor de Alumbrado Público
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LP	Líneas Primarias
MINAM	Ministerio del Ambiente
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MRR-CCC	Medidas de Reducción del Riesgo en un Contexto de Cambio Climático
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aplicable a los sistemas eléctricos rurales
ONG	Organización No Gubernamental
OPMI	Oficina de Programación Multianual de Inversiones
Osinerghmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PD	Punto de diseño
PI	Proyecto de Inversión
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
RP	Red Primaria
RS	Red Secundaria
SAIDI	Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (<i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SED	Subestación Eléctrica de Distribución

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

SEIA	Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental
SENACE	Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú
SER	Sistema Eléctrico Rural
SERFOR	Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre
SERNANP	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado
SFD	Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios
SIG	Sistema de Información Geográfica
SIGRID	Sistema de Información para la Gestión del Riesgo de Desastres
SIMSE	Sistema de Información de Monitoreo de Suministro Eléctrico
SPD	Dispositivos de protección contra sobretensiones (<i>surge protection device</i>)
SPDA	Sociedad Peruana de Derecho Ambiental
SPE	Servicio Público de Electricidad
UEI	Unidad Ejecutora de Inversiones
UF	Unidad Formuladora
UP	Unidad Productora
WC	<i>Weather Company</i>
WU	<i>Weather Underground</i>
ZRT	Zona de Responsabilidad Técnica

Prólogo

El Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones (SNPMGI) tiene como finalidad orientar el uso de los recursos públicos destinados a la inversión para la efectiva prestación de servicios y la provisión de la infraestructura necesaria para el desarrollo del país.

En ese marco, el objetivo de la Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural es orientar a las Unidades Formuladoras responsables del diseño de proyectos de inversión de electrificación rural, bajo el marco del SNPMGI¹, en la elaboración de los documentos técnicos, conforme a la clasificación del nivel de complejidad del proyecto de inversión, que sustentan la decisión de inversión en la fase de Formulación y Evaluación, de forma tal que satisfaga los requisitos para su declaración de viabilidad conforme al artículo 26º de la Directiva General del SNPMGI.

En el marco del artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1553 Decreto Legislativo que establece medidas en materia de inversión pública y de contratación pública que coadyuven al impulso de la reactivación económica², referido a Metodologías específicas aplicables a las inversiones en el marco del SNPMGI, se autoriza al MEF, a través de la DGPMI, a elaborar y aprobar metodologías específicas aplicables a las inversiones en el marco del SNPMGI, previo acuerdo con las Oficinas de Programación Multianual de Inversiones (OPMI) de los Sectores. Para su aprobación deberá contar con la opinión favorable de la OPMI de los Sectores involucrados.

Corresponde a las Unidades Formuladoras la aplicación de los módulos de la presente Guía metodológica ajustándolos a las características particulares del proyecto de inversión concreto, efectuando un balance razonable entre el esfuerzo técnico a aplicarse en la elaboración de Documento Técnico correspondiente y la precisión requerida para el alcance, costo y plazo determinados en la concepción técnica de la alternativa de solución recomendada en la fase de Formulación y Evaluación, en concordancia con el nivel de complejidad del proyecto de inversión.

La Guía ha sido desarrollada teniendo como base la Guía General para la Identificación, Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión, la cual se constituye en la metodología general aprobada por la DGPMI y además considera aspectos sectoriales a ser considerados en la formulación y evaluación de los proyectos de inversión de la tipología de suministro eléctrico en zonas rurales.

¹ Dicha autorización responde a la necesidad de modernizar y especializar los instrumentos metodológicos del SNPMGI para atender sectores estratégicos, por ello que, en coordinación con la Oficina de Programación Multianual de Inversiones (OPMI) del Sector Energía y Minas se elaboró la presente Guía que propone recoger y elaborar información específica para los proyectos de electrificación rural. Además, sugiere formatos y tablas que serán de utilidad para la presentación ordenada y estructurada de la información. De esta forma se facilita la correcta identificación, formulación y evaluación de dichos proyectos, garantizando su viabilidad técnica y económica. De esta manera, se busca optimizar el uso de los recursos públicos y promover una toma de decisiones informada y eficiente.

² Modificado por el Decreto Legislativo N° 1622, publicado el 27 de julio de 2024.

Aspectos Generales

Electrificación rural.

En el Artículo 1 de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, se menciona que el objetivo de la Ley es establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país; entendiéndose por ello, como el conjunto de actividades que se desarrollan para el suministro de energía eléctrica a las zonas rurales del país. Además, el Artículo 3, menciona que los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se desarrollan en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas.

Sistema Eléctrico Rural (SER).

Según la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de transmisión y distribución desarrollados en zonas rurales, centros poblados aislados, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas. Según el artículo 6 del Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, aprobado por Decreto Supremo N° 018-2020-EM, constituyen un SER todas las instalaciones eléctricas ubicadas fuera de una zona de concesión otorgada en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), que sirven para abastecer al Servicio Público de Electricidad (SPE) según lo establecido en el artículo 2 de la LCE, por su condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social.

Proyecto de electrificación rural.

Un proyecto de electrificación rural se refiere a la iniciativa y ejecución de un conjunto de acciones y obras destinadas a zonas rurales que no tienen acceso al servicio de energía eléctrica. Estos proyectos pueden involucrar la instalación de redes eléctricas, subestaciones, generadores, o la implementación de energías renovables. La elección de la tecnología de la Unidad Productora a instalarse dependerá de las características geográficas y la disponibilidad de recursos en la zona. Los objetivos principales de este tipo de proyectos se encuentran relacionados con la mejora de la calidad de vida de las comunidades rurales y el impulso al desarrollo económico local, sobre todo, se busca alcanzar la reducción de la brecha prioritaria “Porcentaje de viviendas en el ámbito rural que no cuentan con servicio eléctrico”.

Concesionaria de distribución de servicio público de electricidad (Concesionaria).

Entidad pública o privada dedicada a la distribución o Comercialización del Servicio Público de Electricidad, y lo provee a sus usuarios en los niveles que fija la NTCSE. Son responsables del servicio de energía eléctrica desde las subestaciones hasta los usuarios finales en una zona determinada. Estas operan bajo la norma del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. A estas entidades también se le conoce como Empresa de Distribución de Electricidad (EDE) y con esa denominación se continuará en esta Guía.

Dirección General de Electrificación Rural (DGER).

Órgano del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) encargado de coordinar con los Gobiernos Regionales y Locales, empresas concesionarias de distribución eléctrica y demás entidades y programas del Gobierno Nacional relacionadas con la ejecución de obras de electrificación Rural y su administración, operación o mantenimiento. Depende del Despacho del Viceministro de Electricidad.

Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa).

Adinelsa forma parte de la Corporación FONAFE. En el Plan Estratégico de Adinelsa³, se menciona que su actividad principal es la distribución de energía eléctrica para las zonas rurales, alejadas y de difícil acceso, en las cuales ninguna otra empresa de distribución eléctrica adscrita a la Corporación FONAFE tiene concesión, o que no se encuentran dentro de su Zona de Responsabilidad Técnica.

Zonas de Concesión de las Empresas Eléctricas.

Áreas geográficas específicas en las cuales las empresas eléctricas tienen el derecho exclusivo de operar y proporcionar servicios de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica. Estas zonas están delimitadas para garantizar una cobertura adecuada y evitar la competencia desleal entre las empresas en el mismo territorio.

Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT).

Áreas definidas geográficamente para lograr el acceso al servicio eléctrico de todos los habitantes del país, las cuales preferentemente consideran el límite del ámbito de las Regiones donde opera el concesionario respectivo. El Ministerio de Energía y Minas determina para cada concesionario de distribución, una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT).

³ Plan Estratégico Institucional de Adinelsa 2022 – 2026.

Entidades con competencias para formular y evaluar proyectos de electrificación rural.

- El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER).
- Las Empresas de Distribución de Electricidad (EDE).
- Los Gobiernos regionales y locales. Estos gobiernos podrán formular/ejecutar proyectos de inversión de electrificación rural sobre centros poblados dentro de su ámbito de competencia; la cual incluye áreas de concesión otorgadas a las empresas concesionarias; en el marco de la Ley General de Electrificación Rural – Ley N° 28749, siempre que se enmarquen en lo establecido en el Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.

En el Gráfico 1 se representan los roles que les compete a los actores de la electrificación rural durante las fases de Formulación y Evaluación, Ejecución y Funcionamiento del Ciclo de Inversión. Si bien la normativa vigente contempla la posibilidad de que los GL ejecuten proyectos de electrificación rural, es fundamental que, para la declaración de viabilidad, se cumplan estrictamente las normas técnicas establecidas. Entre ellos, resulta imprescindible contar con la opinión favorable de la EDE o de Adinelsa y que una de estas entidades asuma la operación y mantenimiento del sistema eléctrico rural creado. Estas exigencias buscan asegurar la sostenibilidad técnica y operativa de los proyectos de electrificación rural, por lo que se recomienda que su ejecución se canalice a través de entidades con la experiencia y capacidad técnica necesarias, tales como la DGER y una EDE para la ejecución. Además, los sistemas eléctricos creados deben ser transferidos a una EDE o ADINELSA para la operación y mantenimiento.

Tipos de proyectos de electrificación rural.

El Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural indica que el MINEM, otorga la calificación de SER a sistemas eléctricos que pueden incluir una o más de las siguientes instalaciones:

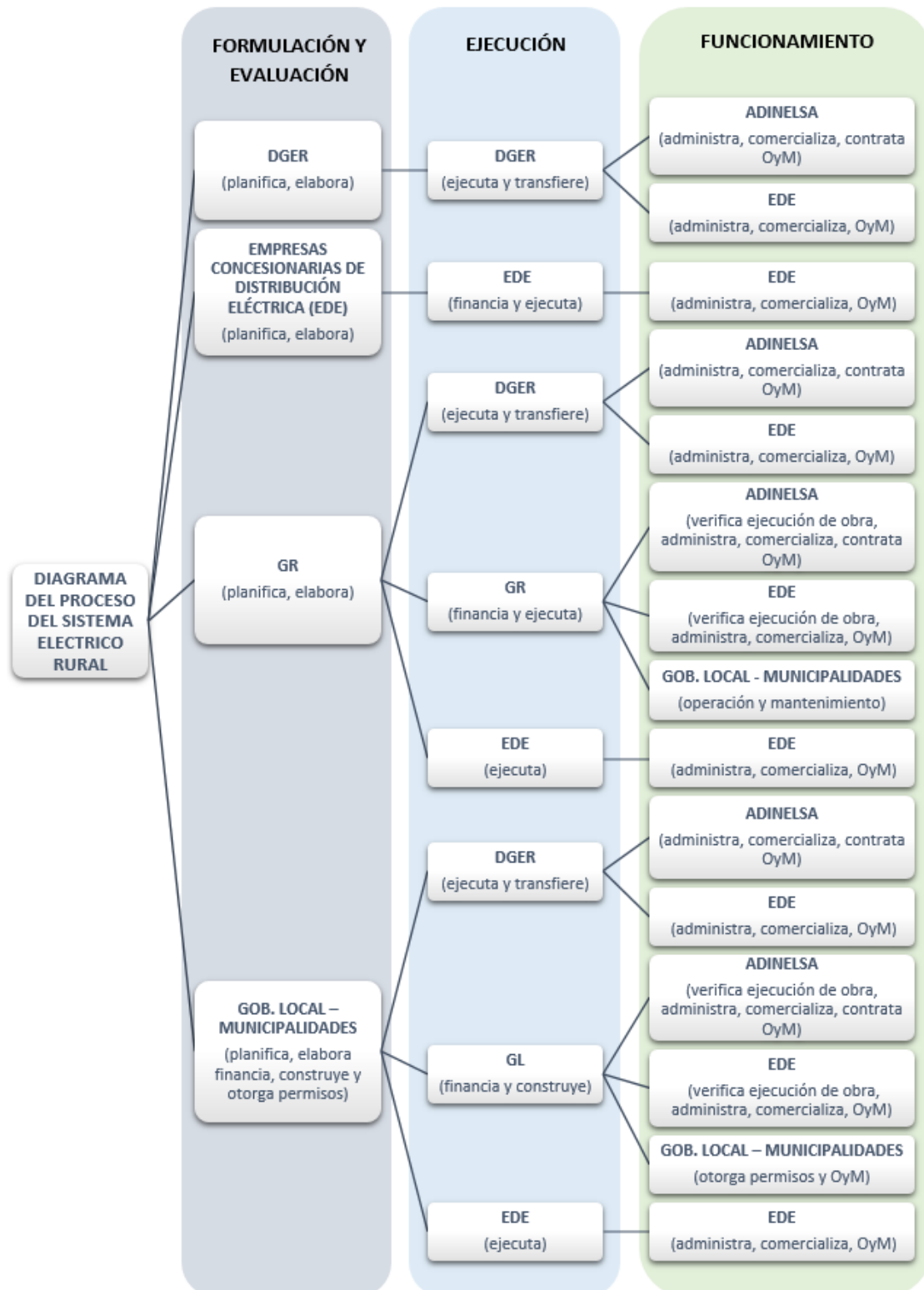
- a) Sistemas eléctricos de transmisión y subestaciones eléctricas de potencia que alimenten a sistemas eléctricos rurales, los cuales deben estar incluidos en el Plan de Inversiones de Transmisión aprobado por Osinergmin o sus modificatorias.
- b) Redes de media tensión⁴, subestaciones de distribución (SED), redes de baja tensión⁵, conexiones domiciliarias, con cualquier tipo de equipo de medición eléctrica. Asimismo, comprende la generación aislada renovable y no renovable necesaria para atender sistemas eléctricos de distribución aislados y/o autónomos

⁴ Mas conocidas como redes primarias (RP).

⁵ Mas conocidas como redes secundarias (RS).

y/o almacenamiento de energía para garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio.

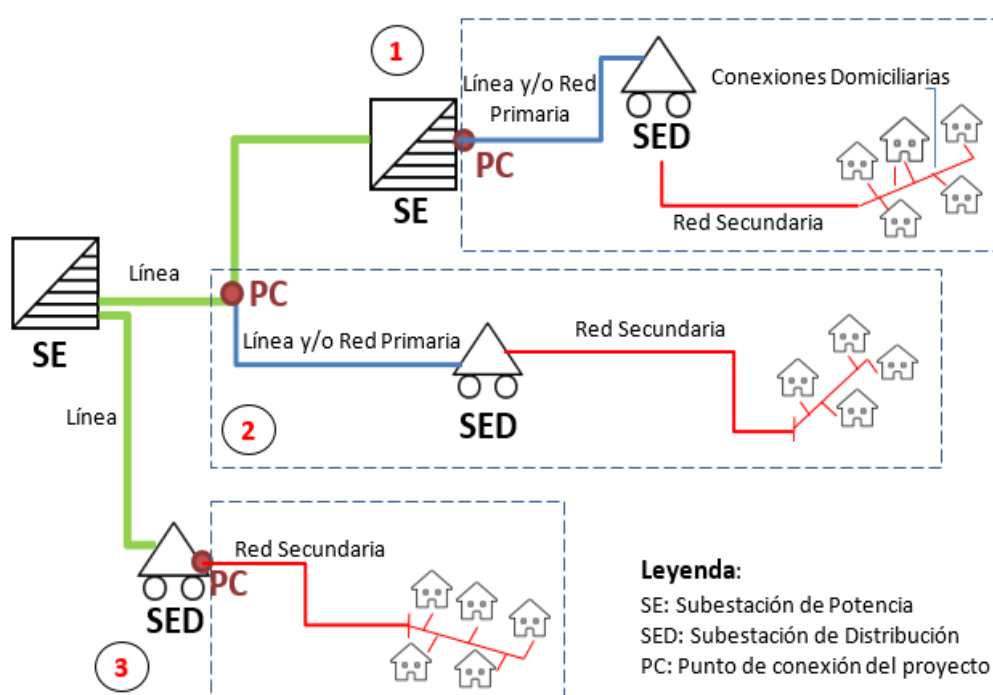
Gráfico 1. Proceso del sistema de electrificación rural



Fuente: Elaboración propia.

Las dos alternativas de conformación de SER enunciadas constituyen dos tipos de proyectos de electrificación rural. En el Gráfico 2 se puede apreciar los proyectos según los literales a) y b) mencionados previamente. Las instalaciones mencionadas en el literal b) son los que corresponden a las redes secundarias (líneas rojas). También están incluidas las intervenciones sobre líneas y redes primarias (líneas azules). Las líneas verdes corresponden a líneas de transmisión o alimentadores que deben ser reforzados para abastecer de electricidad a los nuevos sistemas eléctricos rurales (SER) que se van agregando (de ser necesario) y constituyen las instalaciones indicadas en el literal a). Los proyectos considerados en el literal a) están fuera del alcance de esta Guía⁶.

Gráfico 2. Sistemas eléctricos de transmisión

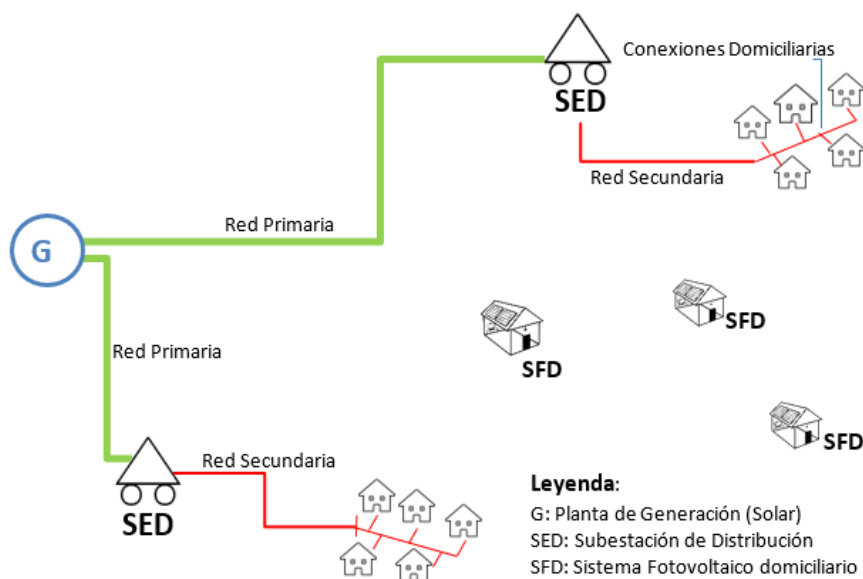


Fuente: OPMI – MINEM.

Otro caso de proyectos mencionados en el literal b) es el que se refiere a sistemas aislados y que se muestra en el siguiente gráfico. Se observa que el sistema comprende tanto a la generación como la distribución de electricidad para el SER. Además, también se puede observar que en el caso de viviendas que están muy dispersas, la solución podría ser la de Sistema Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD). Los sistemas fotovoltaicos domiciliarios están diseñados para abastecer sólo a una vivienda. Estos sistemas se utilizan cuando las viviendas están muy alejadas entre sí, de modo que tender una red entre ellas significa un costo demasiado alto, por lo que es preferible dotarles de un sistema para cada familia.

⁶ Es común que estas líneas de transmisión sean propiedad de una empresa concesionaria. En estos casos es usual que la DGER transfiera recursos a la concesionaria para que refuerce sus líneas y puedan suministrar electricidad a los sistemas eléctricos rurales que se van a crear.

Gráfico 3. Sistemas aislados



Fuente: OPMI – MINEM.

Recuadro N.º 1: Lista de control para declarar viable un PI de electrificación rural.

Además de las condiciones previstas en la Guía General para la Identificación, Formulación y Evaluación de proyectos de inversión y la Directiva General en su párrafo 26.2 del art. 26, se deberá verificar que el documento técnico de formulación y evaluación cumpla con la presentación de los siguientes documentos:

1. Opinión técnica favorable respecto a los siguientes aspectos:
 - a) El dimensionamiento de la demanda,
 - b) La propuesta de diseño técnico,
 - c) El presupuesto para ejecución de obra y
 - d) Los ingresos y costos de operación y Mantenimiento proyectados de la EDE.Finalmente, debe indicar el compromiso de hacerse cargo de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico; en relación con la sostenibilidad del proyecto de inversión (PI).
2. Factibilidad de suministro eléctrico y punto de diseño de la EDE propietaria de los puntos de diseño desde donde se extenderá la red, la cual debe estar vigente al momento de declarar viable el PI, aplicable a los proyectos de extensión de redes.
3. Carta compromiso del alcalde de ceder los terrenos necesarios para las instalaciones del SER.
4. Relación completa de todos los propietarios o poseedores de viviendas, con copia de su DNI.
5. Informe geológico en el que se identifiquen las características del suelo del proyecto.
6. Estudio de cálculos mecánicos habilitado por profesional registrado en el Colegio de Ingenieros del Perú.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

7. Estudio de cálculos de caída de tensión suscrito por profesional registrado en el Colegio de Ingenieros del Perú.
8. Incluir una sección en el estudio de preinversión, en el cual se haya efectuado la verificación de duplicidad de proyectos con las ideas de proyecto y proyectos de los tres niveles de gobierno.
9. Informe de evaluación arqueológica sin excavaciones, del área donde se ejecutará el proyecto. Deberá ser firmado por un profesional registrado en el Colegio de Arqueólogos del Perú. (Recomendable)
10. Informe de impacto ambiental, del área donde se ejecutará el proyecto, suscrito por un profesional registrado en la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM (DGAAE/MINEM). (Recomendable)

En ese sentido, la formulación y evaluación de proyectos de inversión en el marco del SNPMGI debe ser realizada por un equipo de profesionales capacitados para procesar y desarrollar el contenido solicitado. Se recomienda que el equipo profesional debe estar conformado por al menos:

- Especialista en redes eléctricas
- Especialista en tecnologías renovables
- Especialista en inversiones
- Ingeniero ambiental
- Arqueólogo
- Ingeniero geólogo

Institucionalidad.

En todo proyecto de electrificación rural, se deben identificar los órganos e instituciones involucrados en cada fase del Ciclo de Inversión.

- **La Oficina de Programación Multianual de Inversiones (OPMI).**

La OPMI es el órgano responsable de la fase de Programación Multianual de Inversiones del Ciclo de Inversión, en el ámbito de su responsabilidad funcional. Su principal objetivo es integrar el planeamiento estratégico con el proceso presupuestario mediante el Programa Multianual de Inversiones. Definir la OPMI dependerá del nivel de Gobierno.

Tabla 1. Ejemplo de OPMI de nivel de Gobierno Nacional

Nivel de gobierno	GOBIERNO NACIONAL
Sector	ENERGÍA
Entidad	MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Nombre de la OPMI	OPMI DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Responsable de la OPMI	

Fuente: Elaboración propia.

- **La Unidad Formuladora (UF)**

La Unidad Formuladora puede pertenecer a cualquiera de los tres niveles de Gobierno: Nacional, Regional y Local⁷; según la competencia y complejidad del proyecto.

Tabla 2. Ejemplo de UF de nivel de Gobierno Nacional

Nivel de gobierno	GOBIERNO NACIONAL
Sector	ENERGÍA
Entidad	MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Nombre de la UF	DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – DGER.
Responsable de la UF	

Fuente: Elaboración propia.

- **La Unidad Ejecutora de Inversión (UEI)**

Se debe proponer una UEI que tenga las competencias funcionales, técnicas y operativas para asumir la función de conducir la ejecución del proyecto.

Tabla 3. Ejemplo de UEI de nivel de Gobierno Nacional

Nivel de gobierno	GOBIERNO NACIONAL
Sector	ENERGÍA
Entidad	MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Nombre de la UEI	DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – DGER.
Responsable de la UEI	

Fuente: Elaboración propia.

La UEI debe asumir la responsabilidad de liderar y coordinar el desarrollo de los aspectos técnicos durante la fase de ejecución. Es recomendable que este Órgano cuente con experiencia comprobada en la ejecución de proyectos de electrificación rural.

Las entidades que tienen competencias para formular y ejecutar proyectos de electrificación rural son la DGER y los gobiernos regionales y locales. Estas entidades pueden formular y ejecutar proyectos de electrificación rural pero necesariamente dichos proyectos deben ser transferidos a una EDE o a Adinelsa.

⁷ En el caso de los gobiernos locales que no estén incorporados al SNPMGI los estudios de preinversión de un PI puede ser delegada a otra entidad distinta, previo convenio.

Tabla 4. Identificación de Unidades Ejecutoras de Inversión para proyectos de electrificación rural

Tipo de proyecto	Nivel de gobierno ⁸	Entidad	Unidad Ejecutora de Inversión
Electrificación rural	Nacional	Ministerio de Energía y Minas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ DGER. ▪ EDE. ▪ Adinelsa.
		FONAFE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EDE. ▪ Adinelsa.
	Regional	GR	<ul style="list-style-type: none"> ▪ DGER. ▪ EDE. ▪ Adinelsa.
	Local	GL	<ul style="list-style-type: none"> ▪ DGER. ▪ EDE. ▪ Adinelsa.

Fuente: Elaboración propia.

• El Operador

El operador es la entidad pública o privada responsable de la prestación del servicio de electricidad, para cuyo efecto tiene a su cargo la operación, mantenimiento y desarrollo de la infraestructura eléctrica dentro de una Concesión Eléctrica Rural. De acuerdo a la Ley General de Electrificación Rural, todo proyecto de electrificación rural debe ser transferido a una EDE para su operación, de no ser posible, debe ser transferido a Adinelsa.

En este sentido, incluso los proyectos de electrificación rural que desarrollen los gobiernos locales, deben ser transferidos a una EDE o a Adinelsa. Los proyectos que actualmente estén siendo operados por un GL deben ser transferidos a una EDE, para lo cual se deberán realizar las acciones que correspondan para que el proyecto cumpla con el nivel de servicio y los estándares de calidad definidos por el Sector.

Tabla 5. Ejemplo del Operador del servicio de provisión de electricidad

Operador ⁹	Tipo de infraestructura
Electro Oriente S.A.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribución de electricidad. ▪ Sistema eléctrico aislado.
Adinelsa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribución de electricidad. ▪ Sistema eléctrico interconectado.

Fuente: Elaboración propia.

⁸ Si bien la normativa vigente contempla la posibilidad de que los GL ejecuten y/o operen proyectos de electrificación rural, es fundamental que, para la declaración de viabilidad, se cumplan estrictamente los requisitos establecidos. Entre ellos, resulta imprescindible contar con la opinión favorable de la EDE o de Adinelsa y que una de estas entidades asuma la operación y mantenimiento del sistema eléctrico rural creado. Estas exigencias buscan asegurar la sostenibilidad técnica y operativa de los proyectos de electrificación rural, por lo que se recomienda que su ejecución y operación se canalicen a través de una entidad con la experiencia y capacidad técnica necesaria, tal como la DGER y una EDE para la ejecución y una EDE o ADINELSA para la operación y mantenimiento.

⁹ Fuente: Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (DS N° 018-2020-EM).

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Es importante señalar que la responsabilidad de la Operación y Mantenimiento (OyM) de la infraestructura eléctrica de un proyecto de electrificación rural recae en una EDE o en Adinelsa. Los proyectos que son operados por Adinelsa deben ser transferidos a una EDE dentro de los 12 años desde la recepción del proyecto.

1. CAPÍTULO I: Módulo de Identificación

Diagnóstico de proyectos de electrificación rural - Visión general

El diagnóstico comprende la recopilación, sistematización y análisis de la información que contextualiza una situación negativa, relacionada con el servicio de distribución de electricidad, que afecta a una población determinada.

El diagnóstico debe permitir conocer las causas que explican la situación negativa, sus consecuencias y su tendencia al futuro. El diagnóstico sustentará el planteamiento de los objetivos, fines y medios que se buscan alcanzar con el proyecto, así como las alternativas de solución. El diagnóstico debe cumplir tres funciones: descriptiva, explicativa y prospectiva.

Tabla 6. Funciones del diagnóstico

FUNCIONES DEL DIAGNÓSTICO	
Función descriptiva	El diagnóstico debe brindar información sobre todas las variables que originan la situación negativa que se busca revertir al demostrar evidencia de la existencia de un problema en términos de brechas de infraestructura y/o acceso a servicios (cobertura y calidad). En el caso de electrificación rural, por ejemplo, se debe proponer evidencia de que la población no tiene ningún acceso a la electricidad; sólo tiene acceso por horas y de manera limitada; tiene acceso a tensión inestable que daña los electrodomésticos y se abastece con otras fuentes de energía eléctrica, entre otros.
Función explicativa	Luego de identificar el problema, se analiza el comportamiento de las variables que caracterizan el problema; de esta manera, se pretende entender por qué y cómo la situación afecta a la población, así como sus causas y consecuencias. En los proyectos de electrificación rural, se debe mencionar aspectos como los siguientes, a manera de ejemplo: no existe infraestructura para la distribución de electricidad; la infraestructura existente no tiene la capacidad de abastecer a la demanda; la falta de electricidad limita la posibilidad de tener más horas productivas, limita los servicios básicos, limita la iluminación pública de noche con lo que la orientación y la seguridad disminuyen, entre otros.
Función prospectiva	Con esta función, se determina el comportamiento futuro de las variables que intervienen en la explicación del problema. Se construyen escenarios futuros para poder anticipar los efectos sobre la población de no intervenir en el problema. Por ejemplo, se puede mencionar que la falta de electricidad hace que la población recurra a fuentes de energía e iluminación más caras y de menor calidad, no pueden desarrollarse económicamente por las limitaciones a las actividades productivas, limita la prestación de servicios básicos, entre otras.

Fuente: Elaboración propia.

El diagnóstico debe mostrar la situación actual de la prestación del servicio de electricidad -si existe el servicio-, así como la satisfacción de la población respecto a la cantidad (demanda de cada usuario) y/o calidad del servicio de electricidad. Debe incluir la capacidad de brindar servicios de la Unidad Productora (si existe) basada en el estado de la infraestructura, equipo y otros recursos necesarios para brindar el servicio.

En caso la naturaleza del proyecto sea la de ampliación de una UP existente para incrementar la cobertura, debe analizarse en el contexto geográfico (territorio) en que se produce, de manera de identificar y analizar los peligros con potencial de desencadenar riesgos de desastres. También se debe analizar los efectos del cambio climático (Análisis de Riesgo en un Contexto de Cambio Climático, en adelante, AdR-CCC) que afecten la provisión y/o consumo del servicio de electricidad. En estos casos de ampliación del servicio de electrificación rural, las unidades productoras deben conceptuarse de manera dinámica, debido a que son proyectos lineales. En tal sentido, la Unidad Productora debe ser entendida como la sección de un sistema eléctrico que va a ser intervenida por el proyecto.

En caso no exista UP, el diagnóstico debe describir la manera cómo la población busca abastecerse de electricidad o de fuentes de energía para necesidades básicas como iluminación, comunicación u otros servicios que impliquen el uso de electricidad.

Ilustración 1. La falta de electricidad limita las actividades humanas y productivas



Fuente: Elaboración propia.

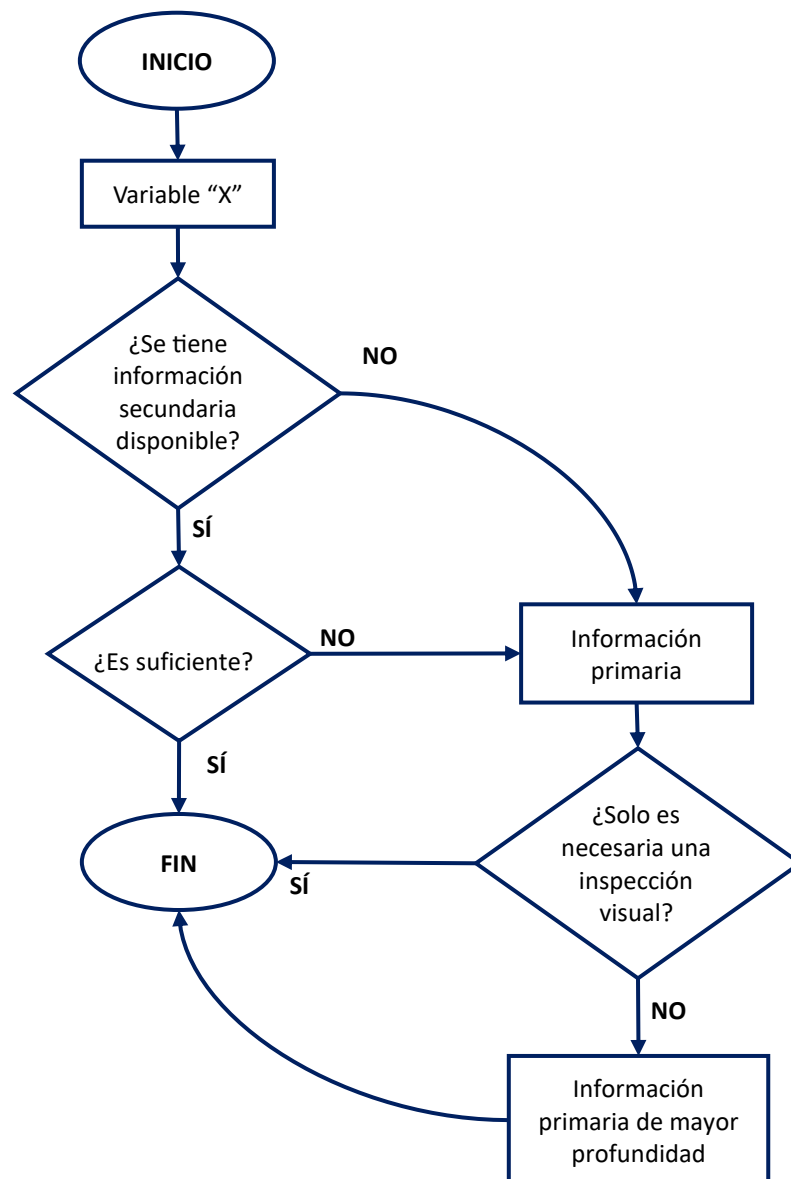
El diagnóstico también debe incluir la identificación de otros agentes involucrados que no van a recibir directamente el servicio de electricidad, pero que pueden ser beneficiados o perjudicados por la solución que se busca implementar con el proyecto de electrificación.

Recolección de información

En el diagnóstico se recopila, sistematiza, interpreta y analiza la información de fuentes primarias y secundarias. En algunos casos la información se puede completar desde fuentes secundarias, si no fuera así, se deberá recurrir a fuentes primarias. En los proyectos de electrificación rural, el contacto con los involucrados y la visita de campo son imprescindibles para temas como la verificación del

número de viviendas, el diagnóstico de las fuentes alternativas de energía y la recolección de la opinión de los otros involucrados.

Gráfico 4. Diagrama de flujo para la obtención de información



Fuente: Elaboración propia.

El diagnóstico de un proyecto de electrificación rural se debe estructurar en función a 4 ejes:

- Territorio
- Población afectada
- Unidad productora
- Otros involucrados

1.1. Territorio

a) ¿Qué comprende el análisis del territorio?

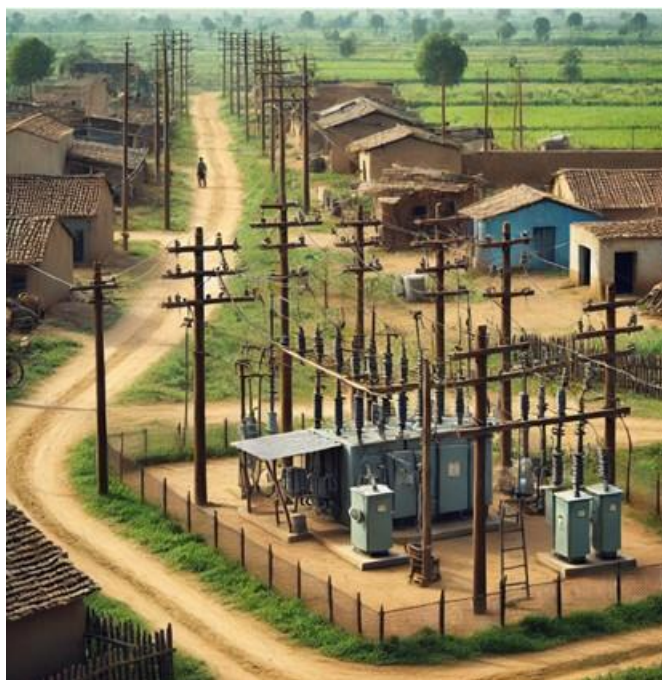
En este eje se obtiene y analiza la información sobre las características referidas al ámbito geográfico en el que se ubica la población afectada y la unidad productora existente o aquella por crearse o ampliarse mediante el proyecto. Para ello, es necesario diferenciar los siguientes conceptos:

- **Área de estudio:** espacio geográfico en el cual se contextualiza la situación negativa y comprende (i) el área donde se localiza la población afectada, (ii) el área donde se ubica la UP o su posible ubicación; y (iii) el área donde se ubican otras UP a las cuales puede acceder la población afectada. Definir claramente el área de estudio facilita la elaboración del diagnóstico y que, además, éste sea correctamente desarrollado.

Es importante recordar que típicamente la UP de un proyecto de electrificación rural se conformará de la fuente de abastecimiento de energía, la línea de conducción eléctrica (red primaria) que lleva la energía al centro poblado y la red secundaria que provisiona de electricidad a cada vivienda del centro poblado.

Así, por ejemplo, una UP puede conformarse de una central fotovoltaica, una minicentral hidroeléctrica o una subestación eléctrica y la red eléctrica que está dentro del mismo centro poblado.

Ilustración 2. Área de estudio para un proyecto de electrificación rural



Fuente: Elaboración propia.

- **Área de influencia:** espacio geográfico en el cual se ubica la población afectada.

Ilustración 3. Vista panorámica del área de influencia de un proyecto de electrificación rural



Fuente: Elaboración propia.

En los proyectos de electrificación rural, el área de influencia comprende la ubicación geográfica de las conexiones o viviendas que serán beneficiadas por el proyecto.

Con estos conceptos claros, es necesario tomar en cuenta las siguientes premisas:

- El área de estudio siempre es más grande o igual al área de influencia; porque el área de influencia sólo se refiere a la población afectada, mientras que el área de estudio comprende al área de la población afectada y el área donde se podrían ubicar los activos de la futura UP.

Recuadro N.º 2: Relación entre el área de estudio y área de influencia

El área de influencia de un proyecto de electrificación rural comprende el área en el que se ubican las viviendas a las que se va a brindar energía. El área de estudio por su parte incluye al área de influencia, el área donde se ubica la pequeña central hidroeléctrica (o, en términos generales, punto de suministro) y toda el área comprendida entre el área de influencia y la pequeña central hidroeléctrica. Esta última área es también muy importante porque sus características condicionarán las características de la línea de subtransmisión con la que se llevará la electricidad desde la pequeña central hasta el centro poblado.

● **Casos usuales de área de estudio en electrificación rural.**

La electrificación rural se puede desarrollar mediante extensión de redes o como sistemas aislados. Según que se tome una de las dos alternativas, el área de estudio puede ser distinta, incluso si se tratara del mismo centro poblado, en cuyo caso el área de influencia es la misma.

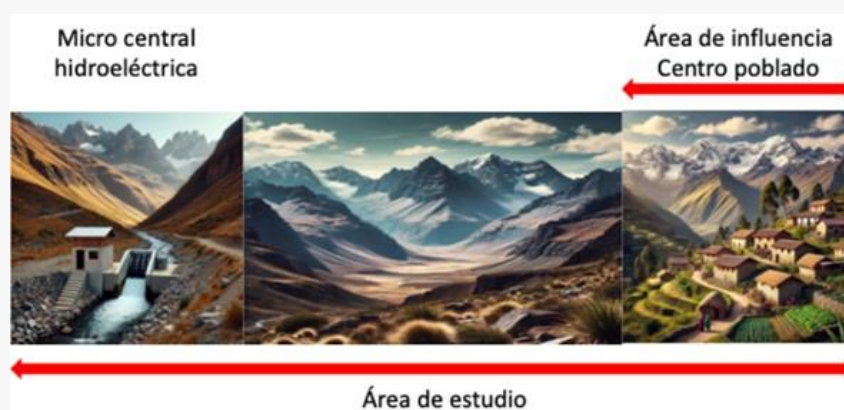
● **Extensión de redes.**

En este caso el área de estudio envuelve al área de influencia, a la subestación eléctrica de donde se tomará la electricidad y toda el área comprendida entre el área de influencia y la mencionada subestación, porque en ella se deberá instalar una línea primaria o una línea de subtransmisión.

○ **Sistema aislado.**

En esta alternativa es posible que el área de estudio y el área de influencia tengan dimensiones similares. Esta situación podría presentarse cuando la energía se genera mediante centrales fotovoltaicas, porque estas centrales de generación pueden ubicarse adyacente al centro poblado. No obstante, siempre el área de estudio será igual o mayor al área de influencia. En el caso de una pequeña central hidroeléctrica, ésta podría estar ubicada distante del centro poblado, en cuyo caso se deberá considerar dentro del área de estudio el área entre el área de influencia y la pequeña central hidroeléctrica.

Ilustración 4. Relación entre el área de estudio y el área de influencia en un proyecto de electrificación rural



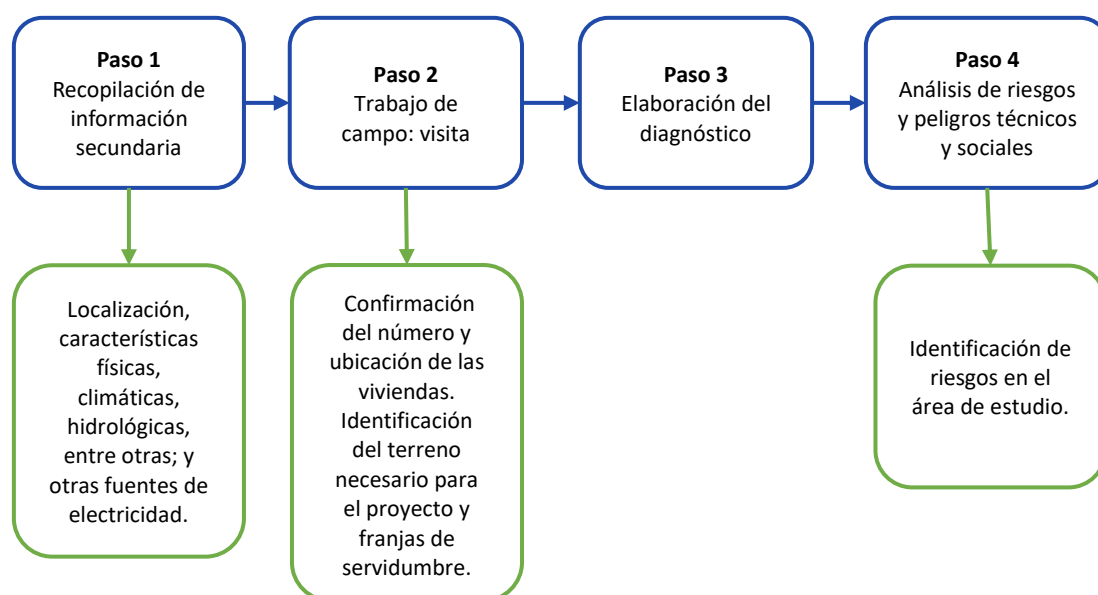
Fuente: Elaboración propia.

- El área de estudio de un proyecto de electrificación rural por lo general es definida por los siguientes criterios:
 - ▲ **Geográficos:** ríos, lagos, montañas, quebradas, entre otros accidentes geográficos que definan la conformación del área de estudio. Por ejemplo, para electrificar un centro poblado es muy probable que se analice cuál es la subestación más cercana desde donde se podría extender redes; la geografía podría determinar dificultades insuperables de acceso que definan que se configuren sistemas aislados, es decir sin conexión a ningún sistema existente.
 - ▲ **Administrativos:** El proyecto puede estar limitado a una región específica, como un municipio, distrito o provincia, entre otros. Este caso caracteriza a los proyectos que tienen el objetivo de cerrar la brecha en un territorio.
 - ▲ **Infraestructura existente:** La presencia o ausencia de infraestructura eléctrica existente, como líneas de transmisión o subestaciones, puede influir en el diseño y alcance del proyecto. Este caso es frecuente cuando el proyecto considera abastecer de electricidad mediante extensión de redes; en este caso el área de estudio se define por la ubicación de la población afectada; la ubicación de la subestación que abastecerá de electricidad y todo el terreno entre las dos ubicaciones antes mencionadas (pueden ser varios kilómetros).

b) ¿Cómo se elabora el diagnóstico del territorio?

Debe tenerse siempre presente que, el análisis del territorio debe centrarse en aquellas variables relevantes para el planteamiento del proyecto, es decir aquellas que condicionen procedimientos constructivos, procesos de producción, tendencias relacionadas con la prestación del servicio o sean factores condicionantes de la demanda o de las alternativas de solución. Asimismo, el análisis debe considerar aquellas variables que permitirán evaluar los impactos ambientales (sobre todo negativos) que podría generar el proyecto o que estuviese generando la UP, si existiera, y el riesgo para la sostenibilidad del servicio. El siguiente gráfico sugiere los pasos a seguir para la elaboración del diagnóstico del territorio:

Gráfico 5. Pasos para la elaboración del diagnóstico del territorio



Fuente: Guía General (2024).

Paso 1: Recopilación de información secundaria

Se debe consultar las fuentes de información relacionadas con las variables relevantes del área de estudio y del área de influencia. Es decir, las características físicas de la zona geográfica en la cual se podrían ubicar los componentes usuales de un proyecto de electrificación rural: redes secundarias, líneas primarias y fuente de energía.

En proyectos de electrificación rural es importante identificar la disponibilidad de subestaciones eléctricas, líneas de subtransmisión o redes eléctricas, desde donde se podría tomar la energía (Punto de diseño) para abastecer a los centros poblados beneficiarios.

Ilustración 5. Recopilación de información secundaria sobre el territorio



Fuente: Elaboración propia.

También se debe recabar información para el análisis de la disponibilidad de recursos naturales; por ejemplo, terrenos disponibles para centrales fotovoltaicas (usualmente menos de 1 MW de generación); terrenos para subestaciones, áreas de servidumbre para líneas primarias o líneas de subtransmisión. Asimismo, se debe recoger información de caídas de agua para pequeñas centrales hidroeléctricas. Al analizar los recursos naturales, se recomienda evaluar si su disponibilidad y/o calidad puede aumentar o disminuir en el futuro, por efecto de las condiciones climáticas, de accesibilidad, de las condiciones sociales o económicas, entre otras. Así, en este rubro se debe registrar la información geográfica del proyecto a partir de dos apartados.

1.1.1. Localización

Se deben mencionar los siguientes aspectos geográficos:

- Región
- Provincia
- Distrito
- Centro Poblado¹⁰

Asimismo, se deberá presentar un listado de los centros poblados beneficiados y su ubicación con georreferenciación a través de coordenadas UTM WGS 84 y longitudinales. También, se debe incluir un mapa de ubicación del área de influencia del Proyecto, el cual debe presentarse en un mapa de carta nacional a escala mayor o igual a 1/5 000 o 1/10 000 con indicación de las vías de acceso al área a electrificar o referencias físicas que permitan su fácil ubicación con respecto a las instalaciones existentes.

¹⁰ Existe un directorio de centros poblados:
https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1541/index.htm

Recuadro N.º 3: Ejemplo de ubicación de centro poblado

En la tabla 7 se presenta una estructura de como registrar la ubicación de los centros poblados beneficiarios y sus coordenadas.

Tabla 7. Ubicación del centro poblado beneficiado en Loreto

DPTO.	PROVINCIA	DISTRITO	CENTRO POBLADO	COORDENADAS
				Longitudinales
Loreto	Mariscal Ramón Castilla	Pebas	Huanta	(-3.51042, -72.05037)
				UTM WGS 84
				(827752.92, 9611471.33) 18S

Fuente: Elaboración propia.

1.1.2. Características físicas

En las características físicas se deben considerar todas aquellas condiciones del territorio que pueden afectar el diseño del proyecto.

1.1.2.1. Características climáticas

Se registra información relacionada a las condiciones climáticas del centro poblado, tales como:

Tabla 8. Características climáticas

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE DE INFORMACIÓN	MEDICIÓN TOMADA
Rangos de temperatura	Grados °C	SENAMHI; WC; WU	
Niveles de humedad	% (relativa) g/m ³ (absoluta)	SENAMHI; WC; WU	
Precipitaciones pluviales	mm	SENAMHI; WC; WU	
Estacionalidades		SENAMHI; WC; WU	
Velocidad y dirección del viento	Km/h	SENAMHI; WC; WU	
Salinidad del aire	µg/m ³	SENAMHI; WC; WU	
Radiación solar y horas sol	w/m ² ; H	SENAMHI; WC; WU	
Otras características que pueden afectar al diseño del proyecto			

WC = Weather Company

WU = Weather Underground

Fuente: Elaboración propia.

1.1.2.2. Características hidrológicas

Se debe indicar información que pueda afectar al proyecto. Esta información es particularmente importante en el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas, que dependen de la disponibilidad del recurso agua. También puede ser importante en el caso de proyectos en donde los ríos se constituyen la principal vía de comunicación y abastecimiento, como es el caso de la selva.

Se puede obtener información de algunas cuencas en la Autoridad Nacional del Agua (ANA), de otro modo se deberá buscar información primaria.

Tabla 9. Características hidrológicas

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE DE INFORMACIÓN	LINK DE CONSULTA
Caudal	m ³ /s	SENAMHI, ANA	https://snirh.ana.gob.pe/onrh/Index2.aspx?IdVar=263
Evapotranspiración	mm/día	SENAMHI	http://idesep.senamhi.gob.pe/geovisioridesep
Registro pluviométrico	mm	SENAMHI; ANA	https://snirh.ana.gob.pe/onrh/Index2.aspx?IdVar=267
Intensidades de precipitación, para diferentes duraciones y periodos de retorno	mm	SENAMHI	https://idesep.senamhi.gob.pe/dhi-idf/

Fuente: Elaboración propia.

1.1.2.3. Características geológicas

Es importante señalar las principales características del suelo en el que se desarrollará el proyecto. Usualmente los tipos de suelo que se clasifican en rocoso, arenoso, arcilloso y pantanoso. Esta información será utilizada para diseñar la cimentación de las estructuras del proyecto.

Para este efecto se puede consultar el mapa geológico del Perú para obtener información sobre tipos de roca, suelos y estructuras geológicas del territorio nacional en los siguientes enlaces:

<https://repositorio.ingemmet.gob.pe/handle/20.500.12544/3859#files>
<https://geocatmin.ingemmet.gob.pe/geocatmin/main>

Para detalles específicos sobre las unidades de suelos del Perú, revisar el capítulo correspondiente del Atlas Digital del Instituto Geográfico Nacional (IGN) aquí: <https://app4.ign.gob.pe/capitulos/tres/suelo.php>

Asimismo, se debe añadir la información que el ingeniero geólogo considere necesaria para el desarrollo de este punto.

1.1.2.4. Características ambientales

Se debe incluir la identificación de áreas naturales protegidas en el área de estudio o cercanos, ya que esta permitirá desarrollar la evaluación de impacto ambiental.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Para determinar si un proyecto se encuentra dentro de una ANP, el SERNANP cuenta con un aplicativo que permite ingresar las coordenadas del proyecto y conocer si se encuentra ubicado dentro de una ANP. El enlace para acceder al aplicativo es: <https://geo.sernanp.gob.pe/visorsernanp/>.

De ubicarse el proyecto dentro de una ANP, según el Decreto Supremo 014-2019-EM, a todo proyecto SER le corresponde una Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Tabla 10. Características ambientales

CARACTERÍSTICAS	FUENTE DE INFORMACIÓN	NIVEL DE INFORME
No es ANP	<ul style="list-style-type: none">• Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre – SERFOR.• Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP).• Ministerio del Ambiente (MINAM).• Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA).• Asociación Peruana para la Conservación de la Naturaleza (APECO).• Instituto de Investigaciones de la Amazonía Peruana (IIAP).• Sociedad Peruana de Derecho Ambiental (SPDA).	Según norma vigente; actualmente: DS 014-2019-EM.
Zona de amortiguamiento		
ANP		

Fuente: Elaboración propia.

Recuadro N.º 4: Elaboración de la EVAP

Según el Artículo 11 del D.S. N° 014 – 2019 – EM: 11.4. La EVAP debe ser elaborada y suscrita por una consultora ambiental debidamente inscrita en el Registro Nacional de Consultoras Ambientales a cargo del SENACE, según corresponda a las características del estudio.

Según el Artículo 7 del mismo D.S, esta debe ser elaborada antes de la ejecución.

1.1.2.5. Disponibilidad de fuentes de energía

Se deberá identificar la existencia de una subestación cercana desde donde se podría tomar la energía, es decir, si es factible desarrollar el proyecto por extensión de redes. Si existe la posibilidad de desarrollar el proyecto por extensión de redes, se pueden tener dos cursos de acción:

- a) Si la subestación cercana pertenece a una EDE o a Adinelsa, en la formulación del diseño técnico del proyecto -de proceder- se deberá solicitar la Factibilidad de Suministro a la EDE o a Adinelsa.
- b) Si no existe posibilidad de desarrollar el proyecto por extensión de redes, se deberá recoger información secundaria de los recursos naturales existentes en el área de influencia o zonas cercanas, para evaluar la posibilidad de implementar una central de generación hidráulica, fotovoltaica u otra.

La información recopilada debe ser complementada con el trabajo de campo.

Paso 2: Trabajo de campo

1.1.3. Recolección de información primaria mediante trabajo de campo

Se debe visitar el área de estudio para que el equipo formulador recolecte información de fuente primaria.

Ilustración 6. Levantamiento de información primaria sobre el territorio



Fuente: Elaboración propia.

1.1.3.1. Características geográficas

En el trabajo de campo se debe recoger información necesaria para el diseño o funcionamiento del proyecto y que no se encuentra en fuentes secundarias. Usualmente la información secundaria hace referencia al departamento, provincia, distrito y centros poblados¹¹. Para tener información específica de los centros poblados que se van a electrificar es necesario desarrollar trabajo de campo, que debe comprender información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:

Tabla 11. Uso de las características geográficas levantadas en el diagnóstico

INFORMACIÓN	UTILIZACIÓN
Relieve del área del proyecto: plano, montañoso, quebradas, valle u otras características.	Trazo de la ruta de las líneas primarias, redes de distribución primaria y redes secundaria.
Características del suelo: rocoso, arenoso, arcilloso, entre otros.	Para el diseño de la cimentación de estructuras de las líneas primarias y/o redes primarias.
Altitud del área estudio (msnm).	Para el diseño eléctrico y la identificación de las características de protección de equipos.
Aguas superficiales.	Disponibilidad hidráulica para generación.

Fuente: Elaboración propia.

¹¹ La información sobre los centros poblados puede obtenerse del [directorio](#) del INEI.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

La R.D. N° 029-2003-EM/DGE, que aprueba la Norma sobre Especificaciones Técnicas para los Estudios de Geología y Geotécnica para Electroductos de Electrificación Rural, indica -respecto a las líneas primarias y subestaciones- que se deben realizar estudios geotécnicos basados en dos tipos de investigaciones:

- ▲ La clasificación geotécnica de rocas y suelos de la línea (por donde pasará la línea primaria), por observación visual y la clasificación SUCS (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos) de los suelos en todos los afloramientos posibles de investigar.
- ▲ La ejecución de un conjunto de calicatas representativas en el trazo de las líneas primarias y subestaciones para los suelos representativos existentes. Se deberá preparar una descripción estratigráfica de cada calicata haciendo una clasificación estimada de los tipos de suelos SUCS existentes, indicando las características de cohesión o consistencia, presencia de agua y condiciones de permeabilidad y estabilidad. Se deberá efectuar tomas fotográficas de las calicatas de tal manera que pueda apreciarse las características del suelo (granulometría, estratificación, etc.).

1.1.3.2. Vías de comunicación

En este rubro se debe consignar las condiciones de acceso al área de influencia del proyecto. Para ello, será necesario contar con la siguiente información.

- Accesibilidad: debe considerarse la existencia de rutas de acceso desde Lima hasta el área de influencia del proyecto, debe indicarse los tramos más importantes de la ruta y el tiempo que toma cubrir cada etapa. En la siguiente tabla, se muestra un ejemplo de acceso al centro poblado Bellavista Callarú ubicado en la región Loreto.

Tabla 12. Ruta de acceso a Bellavista Callarú

RUTA		MEDIO DE TRANSPORTE	TIPO DE TRANSPORTE	DURACIÓN DEL VIAJE
PUNTO DE PARTIDA	PUNTO DE LLEGADA			
Lima	Iquitos	Aéreo	Avión	1 h 45 min
Iquitos (Puerto ENAPU)	Santa Rosa	Fluvial	Ferry*	15 h
Santa Rosa	Puerto Tabatinga	Fluvial	Peque	5 min
Puerto Tabatinga	Bellavista Callarú	Fluvial	Rápido**	4 h

* Salidas: lunes, miércoles y viernes (04:30 pm)

** Salidas: todos los días (11:30 am)

Fuente: Elaboración propia.

- Riesgos que pueden existir en el transporte de los recursos para ejecutar el proyecto: la vía de acceso puede afectar la movilización de recursos por demoras en el transporte, riesgo de pérdida o la necesidad de medios de transporte con características específicas que eleven el costo. Así, se deberá

identificar características que impliquen riesgos tales como deslizamientos, huaycos, inundaciones, descenso del nivel del río, existencia de ollas o remolinos, posibles cierres temporales de aeropuertos, entre otros.

Obtener esta información permitirá proponer el diseño técnico del proyecto (localización, tecnología, tamaño) e identificar inversiones adicionales que permitan el funcionamiento de la UP.

1.1.3.3. Aspectos socioeconómicos

Es probable que no se pueda contar con fuentes secundarias de información de la situación socioeconómica de la población afectada porque los centros poblados a electrificar suelen ser pequeños y distantes. Por esta razón será necesario realizar una visita de campo.

Para ello, será necesario determinar siguientes variables:

- Principales actividades económicas de la población.
- Activos de servicios públicos con los que cuenta el centro poblado, tales como caminos, línea férrea, telecomunicaciones, redes públicas de distribución de electricidad, entre otros.
- Otras variables que se consideren relevantes para el desarrollo del diagnóstico.

1.1.3.4. Potenciales usos de la energía

Se debe indicar los usos de energía eléctrica a los que la población no tiene acceso por la ausencia de este servicio. Es decir, se debe especificar las potencialidades de desarrollo económico limitadas por la falta de energía y la prospección de posibles usos productivos de energía. Entre los posibles usos de la energía en áreas rurales están:

- Estaciones de Bombeo (agua subterránea; agua superficial).
- Riego Tecnificado (aspersión; goteo).
- Centros de Acopio y Procesamiento (frutas, cereales, café, tubérculos).
- Establos (cobertizos climatizados; sistemas de frío; ordeñadoras; mezcladoras y procesadoras de forraje).
- Centros de procesamiento de derivados lácteos, cárnicos u otros productos.
- Centros de crianza y engorde.
- Aserraderos.
- Artesanía.
- Turismo.

1.1.3.5. Otros servicios existentes

Analiza el equipamiento social y productivo con que se cuenta dentro de la zona del proyecto, en términos cuantitativos y cualitativos. Esta información se deberá resumir en un cuadro semejante al que sigue, sin perjuicio que se puedan detallar otras características o servicios.

Recuadro N.º 5: Ejemplo de otros servicios existentes

La siguiente tabla muestra una descripción de las características principales de los servicios que se brindan en el territorio indicando si estos hacen uso del servicio de energía.

Tabla 13. Otros servicios existentes

SERVICIOS	TIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIONA	FUENTE DE ENERGÍA	POTENCIA DE LA FUENTE
Educación	Inicial	IE N° 386 - Bilingüe Intercultural	Sí	-	-
	Primaria	IE N° 64478 - Bilingüe Intercultural	Sí	-	-
	Secundaria	IE N° 64478 - Bilingüe Intercultural	Sí	-	-
	Superior	-	Sí / No	-	-
Salud	Botiquín	Botiquín comunal	Sí / No	-	-
	I-1	IPRESS I-I Bellavista Callarú	Sí	2 Paneles solares	100W cada una
	I-2	-	No	-	-
	I-3	-	No	-	-
	I-4	-	No	-	-
Agua potable y desagüe	PTAP	-	No	-	-
	PTAR	-	No	-	-
	Tanque elevado	Sí	No	-	26 kW
Electricidad	Red pública	Sí	Sí (parcialmente)	Red eléctrica (no abastece todo el día)	-
	Módulos individuales	Sí	Sí	Motores generadores propios en su mayoría	-

Nota: Características de los servicios en el centro poblado Bellavista Callarú

Fuente: Elaboración propia.

1.1.3.6. Disponibilidad de fuentes de energía

Si existe una subestación eléctrica cercana perteneciente a una EDE o a Adinelsa y desde donde se puede desarrollar el proyecto por extensión de redes se debe inspeccionar visualmente, por personal técnico, para recoger información para determinar la mejor ruta para acceder a dicha subestación.

Si no existe la posibilidad de tomar la electricidad de una subestación, se deberá constatar en campo los recursos disponibles (agua, brillo solar, etc.) para desarrollar una central de generación para un sistema aislado.

Ilustración 7. Posibles fuentes de energía



Fuente: Elaboración propia.

Paso 3: Elaboración del diagnóstico

Ilustración 8. Análisis de la información recopilada



Fuente: Elaboración propia.

Se debe procesar la información recopilada de las fuentes primarias y secundarias y, con ella, construir indicadores. Con esta base, se debe analizar el entorno de la situación negativa y la prospectiva de tendencias o cambios que puedan ocurrir. El diagnóstico debe proporcionar, por lo menos, información correspondiente a los siguientes aspectos:

- Georreferenciación del área de estudio que influirán en las características constructivas del proyecto de electrificación rural.
- Disponibilidad de recursos para la implementación o para los procesos productivos de la UP. Estos recursos pueden ser naturales como terrenos, franjas de servidumbre, irradiancia solar, recursos hídricos, entre otros. También pueden ser activos creados por el hombre, como caminos, subestaciones de electricidad, entre otros.
- Accesos a la UP, a sus servicios y al área de influencia.
- Peligros que pueden afectar a la UP o al área de influencia.
- Posibles impactos ambientales de la UP, si el área de estudio comprendiera una ANP.

Ilustración 9. Centros poblados con brillo solar y recursos hídricos



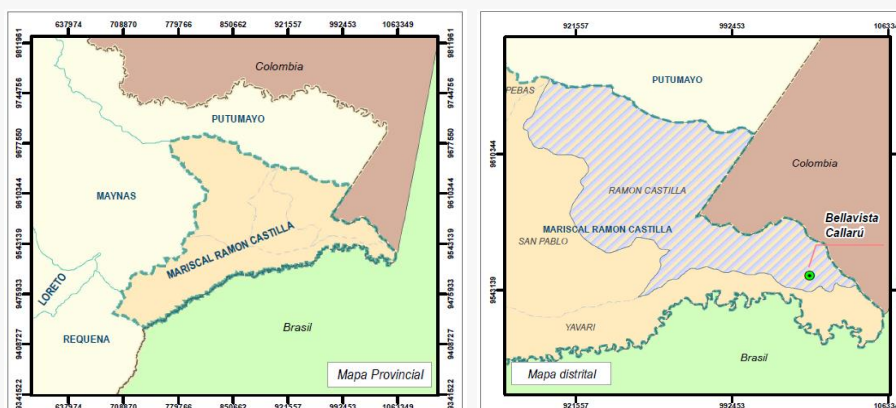
Fuente: Elaboración propia.

Como parte del análisis del área de estudio, se debe incluir un mapa de ubicación de los centros poblados o un croquis con la ubicación de la población afectada, la UP (en caso exista) o la(s) ubicación(es) en que podría localizarse la UP (en caso no exista). Asimismo, se deberá incluir mapas de macro y micro localización indicando claramente el departamento, provincia, distrito, centro poblado y código de ubicación geográfica.

Recuadro N.º 6: Ejemplo de mapas de ubicación

En la siguiente Ilustración se aprecia los mapas de ubicación a nivel provincial y distrital del centro poblado Bellavista Callarú.

Ilustración 10. Mapas de ubicación a nivel provincial y distrital del centro poblado Bellavista Callarú



Fuente: Fuente: Elaboración propia.

Recuadro N.º 7: Ejemplo de la ubicación de la población

En la siguiente Ilustración se aprecia la ubicación, con imagen satelital, de la población afectada lo que da una perspectiva más visual del dimensionamiento de la problemática que se enfrentará el PI.

Ilustración 11. Ubicación de la población afectada y UP de Bellavista Callarú



Fuente: Elaboración propia.

Como se indicó previamente, dentro del área de estudio se encuentra el área de influencia. Para el diagnóstico del área de influencia, se deben considerar los siguientes aspectos:

- En los proyectos de electrificación rural el lugar donde se provee el bien y/o servicio es el mismo centro poblado, porque la electricidad debe ser distribuida en cada una de las viviendas que lo conforman. Por lo tanto, las características del centro poblado condicionarán las alternativas de diseño del proyecto.
- La condición de accesibilidad, es decir medios que permitan facilitar el acceso, de tal forma que esta condición no interfiera en el desarrollo del proyecto. Así, por ejemplo, en la selva es difícil abastecer de electricidad mediante extensión de redes, por lo que las centrales fotovoltaicas se convierten en la mejor alternativa.

Paso 4: Análisis de riesgos y peligros técnicos y sociales

Un peligro es un evento de origen natural, socio natural o antrópico con probabilidad de ocurrir y que por su magnitud y/o características puede causar daños y pérdidas en una UP y, en consecuencia, a la prestación del servicio. Por esta razón, en el diagnóstico del área de estudio se identifican los peligros y se procede a su análisis para definir sus características y su probabilidad de ocurrencia (Muy alto, Alto, Medio, Bajo). El análisis de peligros debe permitir identificar y evaluar los principales peligros en el área de estudio que podrían afectar a la UP (puede ser una UP existente o una UP a ser creada con el proyecto).

Entre los riesgos más comunes en proyectos de electrificación rural se encuentran:

- **Las inundaciones**, que pueden dañar equipos eléctricos y postes de transmisión, interrumpiendo el suministro de energía y dificultando el acceso para realizar reparaciones.
- **Los incendios forestales** pueden destruir postes y líneas eléctricas, además de poner en riesgo la vida del personal y la comunidad. Estos incendios son provocados por la sequía, altas temperaturas o actividades humanas.

Ilustración 12. Posibles riesgos a los que se expone la Unidad Productora



Fuente: Elaboración propia.

- **Los deslizamientos** de tierra pueden provocar la caída de postes y cables eléctricos, resultando en cortes de energía y la necesidad de reparaciones costosas, especialmente en terrenos inestables o tras lluvias intensas.
- **Las sequías prolongadas** pueden afectar la generación de energía hidroeléctrica al reducir la disponibilidad de agua en embalses y ríos, y aumentar el riesgo de incendios forestales que dañen la infraestructura eléctrica.
- **Las descargas eléctricas** pueden ocasionar la caída de un rayo que impacta sobre un poste, la cual ocasiona daño al poste y equipo asociado, interrupción del servicio eléctrico y/o posible incendio o daño a la infraestructura cercana.

Ilustración 13. Posibles riesgos a los que se expone la Unidad Productora



Fuente: Elaboración propia.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Es recomendable elaborar una tabla la identificación de peligros que pueden afectar el proyecto como parte del análisis de riesgo. En ella, se incluyen eventos como sismos, inundaciones, deslizamientos, entre otros. La fuente de información a usar serán los informes de INGEMMET y la apreciación profesional del equipo formulador.

Tabla 14. Riesgos y peligros

MARQUE CON UNA X	RIESGOS	MARQUE CON UNA X	CARACTERÍSTICAS	NIVEL DE PELIGRO (BAJO, MEDIO, ALTO)	FUENTE DE INFORMACIÓN
()	Ambiental	()	Inundación		INDECI CENEPRED SIGRID SIMSE
		()	Deslizamiento		
		()	Huayco		
		()	Sequías prolongadas		
		()	Lluvias		
		()	Incendios forestales		
		()	Otros (especificar)		

Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 14. Territorio expuesto a deslizamientos



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la siguiente tabla se presenta un resumen del desarrollo del diagnóstico del territorio para un proyecto de electrificación rural en el centro poblado Bellavista Callarú.

Recuadro N.º 8: Ejemplo de diagnóstico del territorio

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo del diagnóstico del territorio del centro poblado Bellavista Callaru donde se resalta su localización, características físicas, geológicas, geográficas, sus aspectos económicos y los potenciales usos de la energía en ese territorio.

Tabla 15. Diagnóstico del territorio en Bellavista Callarú

EJEMPLO: RESUMEN DE DIAGNÓSTICO DEL TERRITORIO EN BELLAVISTA CALLARÚ		
Localización		
Región	Selva	
Departamento	Loreto	
Provincia	Mariscal Ramón Castilla	
Distrito	Ramón Castilla	
Centro poblado	Bellavista Callarú	
Código de ubicación geo.	160401	
Características físicas		
Características climáticas		
Rangos de temperatura	Promedio de 26°C	
Niveles de humedad	72,8% - 93,5%	
Precipitaciones	3000mm - 4000mm anuales	
Estacionalidades	Estación de lluvias – diciembre a marzo Estación seca – mayo a septiembre Estación de transición – abril y octubre noviembre	
Vientos ¹²	Estación de lluvias – 2 a 35 km/h Estación seca – 5 a 22 km/h Estación de transición – 2 a 15 km/h	
Radiación solar	Diaria promedio de 400.87 W/m2	
Características geológicas		
	Depósito aluvial (Qp-al): gravas subredondeadas, arenas gruesas marrón grisáceas, semiconsolidados, limos y arcillas que conforman terrazas	
Características adicionales		
	Se ubica al margen derecho de las orillas del río Callarú.	
Características geográficas		
Relieve del área	Llanura aluvial	
Vías de comunicación		
Accesibilidad	Se llega al centro poblado a través de avión, ferry, peque y rápido (20h 50m): Lima – Iquitos (avión): 1h 45m Iquitos - Santa Rosa (ferry): 15h Santa Rosa – Puerto Tabatinga (peque): 5m Puerto Tabatinga – Bellavista Callarú (rápido): 4h	
Riesgos de transporte	Existen estaciones de bajo caudal que pueden dificultar el transporte pesado por el río Putumayo.	
Aspectos socioeconómicos		
Servicios básicos	<ul style="list-style-type: none">- Educación: una institución educativa que brinda educación inicial y otra que la complementa con primaria y secundaria.- Salud: Puesto de salud de categoría I-1- Servicio de agua y saneamiento: pozos artificiales y tanque de elevación de 300 m3 (inoperativo)- Telecomunicaciones: telefonía móvil a través de Bitel y Movistar- Programas sociales: SIS y Pensión 65	
Potenciales usos de la energía		
	<ul style="list-style-type: none">- Iluminación: la electricidad permitirá iluminar hogares, centros educativos, establecimientos de salud, etc. Además, se podrá mejorar la iluminación pública.- Tecnología: se puede implementar herramientas tecnológicas de educación y de salud que mejoren el desarrollo y bienestar de la población.	

¹² https://www.meteoblue.com/es/tiempo/semana/bellavista_per%C3%BA_3699366

- Salud: se implementan equipos de refrigeración de alimentos en los hogares y de medicinas en los centros de salud.
- Desarrollo: La electricidad permite la operación de maquinaria, herramientas eléctricas y la manufactura a pequeña escala, fomentando emprendimientos locales.

Fuente: Elaboración propia.

1.2. Población afectada

¿Qué se entiende por población afectada?

La población afectada son los pobladores de áreas rurales que carecen de acceso a energía eléctrica o acceden, pero de manera insuficiente, lo que impacta negativamente su calidad de vida y limita su desarrollo económico y social, entendida como una **necesidad insatisfecha** asociada a una **brecha prioritaria**; es decir, el número de viviendas que no accede al servicio de energía eléctrica en el centro poblado a intervenir. La definición abarca tres aspectos principales:

- **Necesidad:** La electrificación rural es una necesidad crítica que el Estado debe satisfacer para promover el desarrollo integral y sostenible de las comunidades rurales, asegurando que se cubran adecuadamente las demandas esenciales de educación, salud, agua, y otros servicios básicos.
- **Insatisfecha:** Se refiere a la carencia de servicios de energía eléctrica por parte de la población (cobertura) o cuando ésta lo recibe en forma inadecuada (calidad), que impide a la población realizar actividades básicas y productivas, como iluminación, refrigeración, comunicación y acceso a tecnologías de información.
- **Brecha Prioritaria:** Según el Anexo N° 2 de la Directiva N° 001-2019-EF/63.01, la brecha asociada a los proyectos de electrificación rural es *Porcentaje de viviendas en el ámbito rural que no cuentan con servicio eléctrico*.

La Tabla 16 muestra un ejemplo de población afectada cuando se identifica un proyecto de electrificación rural.

Recuadro N.º 9: Ejemplo de identificación de población afectada

A continuación, se muestra una tabla que desarrolla la situación negativa y población afectada del centro poblado Bellavista Callarú.

Tabla 16. Población afectada de Bellavista Callarú

SITUACIÓN NEGATIVA	POBLACIÓN AFECTADA
Limitado acceso de la población del centro poblado Bellavista Callarú a servicios de energía eléctrica confiables y eficientes.	Población de las 429 viviendas del centro poblado de Bellavista Callarú

Fuente: Elaboración propia.

¿Cómo se elabora el diagnóstico de la población afectada?

Se deben identificar los tipos de consumidor: viviendas domésticas, comercios, pequeña industria, cargas de uso general y cargas especiales. La siguiente tabla refleja un ejemplo de la cantidad de conexiones por tipos de consumidor en un centro poblado.

Tabla 17. Ejemplo de tipos de consumidor

Tipo de consumidor	Cantidad
Viviendas domésticas. Son los establecimientos que sólo tienen el objetivo de albergar familias. Se asume que cada vivienda alberga sólo una familia.	120
Comercios. Son bodegas, restaurantes y otros establecimientos de actividad comercial menor.	8
Pequeña industria. Son talleres y establecimientos que desarrollan actividad industrial menor.	6
Cargas de uso general. Instituciones educativas, centros de salud, comisarias, etc.	4
Cargas especiales*. Son establecimientos que tienen actividades industriales o comerciales superiores a los 10 kW de potencia. Es importante conocer las posibles cargas especiales. Se recomienda que tenga carga independiente (con su propia LP y su propia seguridad).	3

Nota (*): Se recomienda que los sistemas de utilización cercanos a un proyecto de electrificación rural tengan carga independiente con su propia fuente de energía (Red Primaria) y sistema de seguridad. Esto se debe a las siguientes razones:

Ventajas de carga independiente

Seguridad: Protege contra cortes de energía y sobrecargas en la red principal.

Confiabilidad: Asegura el suministro de energía constante para sistemas críticos.

Flexibilidad: Permite la conexión a diferentes fuentes de energía (solar, eólica, diésel, etc.).

Eficiencia: Optimiza el consumo de energía y reduce pérdidas en la transmisión.

Mantenimiento: Facilita el mantenimiento y reparación sin afectar la red principal.

Sistemas que requieren carga independiente

Sistemas de salud: Hospitales, centros de salud, equipos médicos.

Sistemas de comunicación: Torres de telecomunicaciones, repetidores, etc.

Sistemas de seguridad ciudadana: Cámaras de vigilancia, sistemas de alarma.

Sistemas de bombeo de agua: Bombas eléctricas para suministro de agua potable.

Sistemas de iluminación pública: Faroles, luces de calle, etc.

Sistemas de educación: Escuelas, bibliotecas, equipos de computación.

Sistemas comerciales: Tiendas, mercados, equipos de refrigeración.

Considerar servicios críticos como carga independiente en proyectos de electrificación rural asegura la confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema.

Fuente: Elaboración propia.

El diagnóstico de la población afectada debe permitir identificar, caracterizar y analizar apropiadamente a este grupo que sufre por la falta de acceso o acceso limitado a la electricidad. La caracterización y análisis de la población afectada es crucial para entender sus necesidades y diseñar intervenciones efectivas.

La población afectada debe ser caracterizada mediante información recogida de fuentes secundarias y especialmente trabajo de campo. En el trabajo de campo el objetivo es recolectar datos a través de métodos cualitativos y cuantitativos, como entrevistas, grupos focales, observaciones y encuestas. El trabajo de campo permite un contacto directo con los actores involucrados y recopilar información

valiosa sobre las experiencias, percepciones y necesidades de la población afectada; así como, sus expectativas y sus intereses en relación con el proyecto. Determina cómo y en qué medida participarán en las distintas fases del Ciclo de Inversión.

En la recolección de información de la población afectada se debe verificar dos puntos muy importantes:

- Verificar si los centros poblados beneficiados se encuentran dentro de la zona de responsabilidad técnica (ZRT) de alguna empresa concesionaria de distribución del servicio eléctrico de acuerdo a la R.M. N° 511-2017-MEM/DM.
- Verificar que los centros poblados beneficiados no se encuentren incluidas en otros proyectos de inversión con el mismo objetivo.

La caracterización y análisis de la población afectada debe abordar los siguientes rubros de información.

1.2.1. Identificación de beneficiarios

Consiste en recoger información que permita determinar quiénes son las personas o grupos que se encuentran afectados por la insuficiencia de abastecimiento de electricidad y que serán beneficiados por la intervención. Esto implica recopilar datos demográficos, socioeconómicos y otros relevantes para entender la composición de la población. Además, se debe identificar las viviendas que serán abastecidas de electricidad mediante sus coordenadas geográficas.

La primera fuente de información a la que se puede recurrir es el aplicativo “DGER + Electrificación Rural¹³” de la DGER, el cual también permite registrar información sobre la disponibilidad de electricidad en las viviendas. En este aplicativo se podrá tener información secundaria del número de viviendas de cada centro poblado y sus respectivas coordenadas geográficas.

La información del aplicativo de la DGER tiene que ser complementada con información primaria levantada mediante encuestas a efectuarse en trabajo de campo (Anexo 1). En el trabajo de campo se debe verificar la existencia de las viviendas e incorporar las nuevas viviendas que se hubieran levantado. De este modo se debe lograr una tabla semejante a la siguiente.

¹³ Solicitar usuarios para el aplicativo móvil y capacitación a la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) – MINEM.

Recuadro N.º 10: Ejemplo de registro de información

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de registro de información de Santa Clotilde considerando la ubicación, centros poblados, coordenadas y otros datos relevantes.

Tabla 18. Ejemplo de registro de información de Santa Clotilde

ÍTEM	UBICACIÓN	CP	ZONA UTM WGS 84	COORDENADAS		OTROS ¹⁴
				Lat.	Long.	
1	Departamento: Loreto Provincia: Maynas Distrito: Napo	Santa Clotilde	18 S	- 2.488285	-73.68063	...
2		Huiririma	18 S	- 2.477715	- 73.723935	...
3		Sargento Lores	18 S	- 2.481578	- 73.706359	...

Fuente: Elaboración propia.

1.2.2. Exposición a condiciones de riesgo

¿Se encuentra la población expuesta a riesgos?

En el trabajo de campo se debe definir si la población está en situación de riesgo de desastre o en una zona de alto impacto ambiental, dado que se puede considerar la coordinación con una entidad competente para identificar un área definitiva de reubicación, antes de ser atendida con un proyecto. Asimismo, se debería indagar sobre otros riesgos que pudiesen afectar el comportamiento de la demanda o los beneficios del proyecto.

1.2.3. Cómo satisface la población sus necesidades de electricidad

¿Cómo satisface la población su necesidad de energía?

Entre las necesidades más importantes que cubre la electricidad es la de iluminación y la energía para aparatos domésticos o productivos. Es importante entonces recopilar información específica sobre las necesidades y preferencias de la población afectada con respecto a la energía eléctrica. Esta información se debe recoger mediante encuestas y debe incluir los siguientes puntos:

- Principales usos actuales de energía de la población (iluminación, uso de radio y TV, refrigeración, entre otros).
- Posibles usos futuros de la energía.
- Disposición a pagar. También se puede tomar información del pago que efectúan los pobladores por el servicio de electricidad -mediante red pública- en la situación sin proyecto.
- Nivel de aceptación de la posible tecnología propuesta para el suministro de electricidad.
- Cómo satisface la necesidad de energía e iluminación: medios alternativos usados para el suministro de electricidad (grupos electrógenos, baterías, linternas, velas, entre otros) y recursos asignados a conseguirlos; es decir, el gasto destinado a comprar u operar estos objetos (Gráfico 6). Esta

¹⁴ El aplicativo "DGER + Electrificación Rural" incluye categorías adicionales como datos del encuestado y de la vivienda.

información se puede recoger mediante la ficha de encuesta que está en el Anexo 1.

Ilustración 15. El uso de fuentes de iluminación alternativas

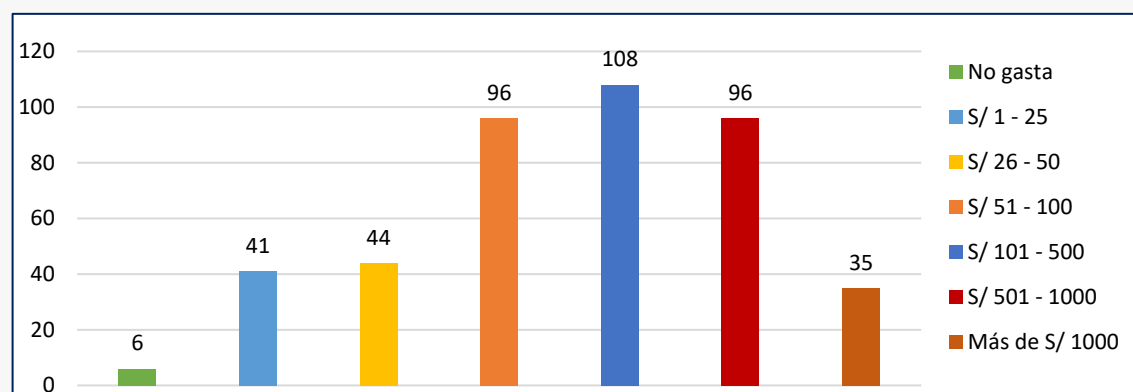


Fuente: Elaboración propia.

Recuadro N.º 11: Ejemplo de distribución de gastos en electricidad y fuentes alternativas

A continuación, el Gráfico 6 presenta de forma ilustrativa la distribución de los gastos de electricidad e iluminación en el centro poblado Bellavista Callarú.

Gráfico 6. Distribución de los gastos en electricidad e iluminación en Bellavista Callarú



Nota: A través de una encuesta a 426 viviendas de las 429 beneficiadas por el proyecto, se puede concluir que el 20% de los encuestados gasta menos de S/ 50 en electricidad e iluminación. Además, el 23% gasta entre S/ 51 y S/ 100 mensualmente. También, el 25% gasta entre S/ 101 y S/ 500. Sin embargo, la mayoría (31%) gasta más de S/ 500 al mes. En cuanto a la fuente de energía, el 54% la obtiene a través de red eléctrica y complementa este servicio con motores generadores de gasolina. No obstante, el 15% de la población no recibe electricidad. En cuanto a las fuentes de iluminación, 293 viviendas usan velas, seguido por 215 viviendas que emplean linternas, 182 con mechero/lámpara y 5 que utilizan baterías automotrices.

Fuente: Elaboración propia.

1.2.3.1. Uso de energía de sistemas eléctricos que no cumple con el nivel de servicio y los estándares de calidad normados por el Sector.

Es posible que algunos centros poblados sean abastecidos por un sistema eléctrico que no cumple con el nivel de servicio ni los estándares de calidad normados por

el Sector, lo que se podría denominar como un sistema eléctrico precario. En estos casos corresponde levantar información de la situación en la que se encuentra el servicio, para efectos del diagnóstico. La primera fuente de información que se puede obtener es la secundaria.

a) Información secundaria.

- Informe reciente de Osinergmin sobre la calidad y seguridad de la subestación, si existiera tal informe.
- Estadísticas de producción.
- Programa de mantenimiento y su cumplimiento.
- Estadísticas de fallas.
- Reparaciones efectuadas.
- Condición en que se encuentran los activos estratégicos de la UP: operativo o no operativo.
- Los planos de diseño del sistema eléctrico.
- Capacidad de la subestación de proveer energía a los centros poblados a electrificar. En caso la subestación no contase con la capacidad necesaria, se deberá coordinar con la DGER y la EDE para el planeamiento de cuándo se contaría con dicha capacidad.
- Los instrumentos de gestión: manuales, protocolos.
- Estadísticas de cobranza y morosidad.
- Tarifas que cobra el sistema eléctrico.
- Intentos anteriores de soluciones: considerar las acciones que se realizaron anteriormente para solucionar el problema que se busca erradicar, el grado de éxito o fracaso que se alcanzó y sus causas.
- Posibles impactos ambientales del sistema.

La información antes mencionada debería estar incluida en los registros de los activos de la entidad que es propietaria; pero no siempre éste es el caso, por lo que se debe levantar información primaria. Con esta información se deben planificar las acciones para el desarrollo del proyecto y su transferencia a una EDE o Adinelsa.

b) Información primaria.

Es recomendable que se efectúe una visita de campo para recoger información sobre la situación del servicio que recibe la población. La información recogida debe permitir evaluar los procesos de producción¹⁵ y los factores de producción empleados (infraestructura, equipamiento, instalaciones, entre otros) definiendo si cumplen con las normas técnicas y los estándares de calidad establecidos por el Sector Energía y Minas.

En primer término, se debe conocer las características del servicio para evaluar el cumplimiento con el nivel de servicio establecido por el sector. En la siguiente tabla se muestra la información a recoger.

¹⁵ Se entiende como proceso de producción a la transformación de insumos o recursos, mediante la utilización de factores de producción, en la prestación de un servicio dirigido a la población.

Recuadro N.º 12: Ejemplo de características del servicio que recibe el usuario

En la siguiente tabla se muestran las características del servicio que reciben actualmente la población, las mismas que describen la calidad del servicio.

Tabla 19. Características del servicio que reciben el usuario

DIMENSIÓN A MEDIR	UNIDAD DE MEDIDA	DENTRO DE RANGOS DE TOLERANCIA
Horas de electricidad al día	<i>Número de horas</i> 4	<i>Sí / No</i> No
Número de interrupciones del servicio al año	<i>SAIFI</i> 24	<i>Sí / No</i> No
Duración promedio de la interrupción del servicio	<i>SAIDI</i> No tienen registros	<i>Sí / No</i> No
Emisión de facturas	<i>Facturas</i> Sí	<i>Sí / No</i> Sí
Precisión en la medición del consumo	<i>Un medidor por cada vivienda</i> No	<i>Sí / No</i> No
Estabilidad de la tensión (*)	<i>Voltios</i> No se mide	<i>Sí / No</i> No

(*) Para Proyectos de mejoramiento y ampliación de redes eléctricas, la máxima caída de tensión entre la subestación de distribución y el extremo terminal más alejado de la red no debe exceder el 7,5% de la tensión nominal, según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, los valores calculados son:

- Sistema 380/220 V: Máxima caída de tensión 28.5 V
- Sistema 440/220 V: Máxima caída de tensión 33.0 V
- Sistema 220 V: Máxima caída de tensión 16.5 V

Fuente: Elaboración propia.

- Previa coordinación con el gobierno local, visitar las instalaciones de la red eléctrica. Se debe considerar el uso de EPP adecuado.
- Corroborar en campo el número de abonados domésticos, comerciales, de uso general y pequeñas industrias.
- Obtener estadísticas de consumo de energía (en kWh/mes o año) de cada abonado y de todo el sistema, de ser posible.
- Obtener indicadores de la calidad del servicio.
 - Número de horas al día que se presta el servicio.
 - Número de veces al año que se interrumpe el servicio.
 - Promedio de horas/minutos en que se interrumpe el servicio en cada oportunidad.
 - Estabilidad de la tensión eléctrica.
- Calcular el coeficiente de electrificación: este indica la cobertura actual del servicio al tomar en cuenta la población servida como parte de la población total (en porcentaje).
- Determinar el número de abonados con sistemas provisionales y colectivos a través de un medidor totalizador (suministro en bloque).
- Costos de operación y mantenimiento en los que incurre la empresa o institución al prestar el servicio de energía eléctrica.
- Pérdidas de energía y factor de carga del sistema eléctrico.
- Análisis de riesgo del sistema actual.
- Tarifa que se aplica a los abonados al servicio.

Si en el centro poblado existieran viviendas u otras cargas (comercial, pequeñas industrias, uso general o cargas especiales, otros) que, estando conectados a la red pública o no, hicieran uso adicional de equipos de generación (generador de diésel, generador de gasolina, fotovoltaico, entre otros), se deberá recoger información sobre la potencia de dichos equipos y el gasto mensual o anual que efectúa el propietario (se puede hacer uso de la ficha de encuesta del *Anexo 1*), además de la siguiente información:

Tabla 20. Información a recoger de equipos de generación de pobladores o entidades del centro poblado beneficiado

INFORMACIÓN DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN PERTENECIENTES A LA POBLADORES O ENTIDADES DEL CENTRO POBLADO BENEFICIADO		
Marca		
Tipo	<i>(térmico a gasolina, térmico a diésel, fotovoltaico, etc.)</i>	
	Unidad de medida	Valor
Potencia nominal	kW/kVA	
Voltaje	V	
Tiempo de funcionamiento	Horas al día	
Consumo de combustible	Galones mensuales	
Número de fases		
Año de fabricación		

Fuente: Elaboración propia.

La información que se describió líneas arriba se puede recoger mediante encuestas, para lo cual se pueden utilizar fichas como la que muestra en el *Anexo 1*.

Ilustración 16. Lotes domésticos y comerciales de un centro poblado.



Fuente: Elaboración propia.

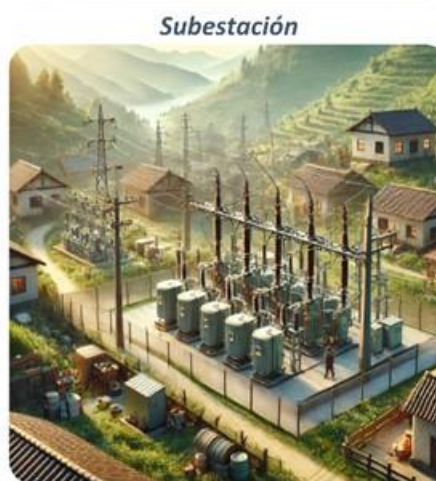
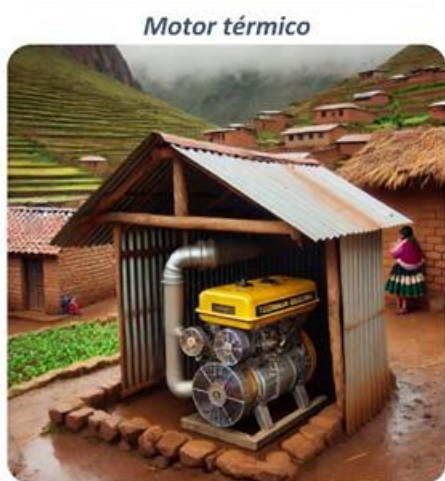
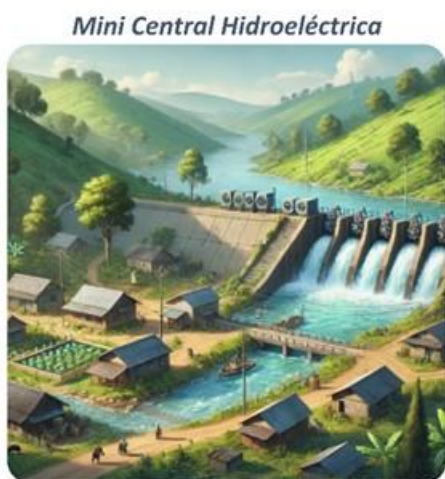
También se debe recoger información de las viviendas que no tienen acceso al sistema eléctrico precario. La información que se debe recoger por lo menos debe ser la siguiente.

- Cuantificar la población no atendida y señalar si se abastecen de electricidad o iluminación con otra alternativa, para lo cual se tomará la información levantada en las encuestas sobre Población Afectada.
- Número de lotes que se convertirán en futuros abonados del servicio, clasificados por tipo de usuario (domésticos, comerciales, de uso general o pequeñas industrias).
- Identificar posibles cargas de usos productivos en la zona.

c) Situación de la infraestructura y equipos del sistema precario.

Se debe recoger información de la situación de cada componente del sistema eléctrico precario existente. Estos componentes por lo general son: (i) redes eléctricas, (ii) subestación de un sistema eléctrico, (iii) generador térmico, (iv) generador hidráulico, (v) generador solar o (vi) módulos fotovoltaicos individuales.

Ilustración 17. Diferentes tipos de fuente de energía



Fuente: Elaboración propia.

Redes eléctricas.

Para el diagnóstico de redes eléctricas se toma en cuenta los siguientes componentes:

- Líneas primarias
- Red primaria
- Red secundaria
- Alumbrado público
- Conexiones domiciliarias

Recuadro N.º 13: Activos críticos principales

Se toma en cuenta los principales activos críticos:

Línea Primaria:

1. Postes: Estructuras que soportan los conductores eléctricos.
2. Conductores eléctricos: Cables que transportan la energía eléctrica.
3. Aisladores: Dispositivos que aíslan los conductores eléctricos de las estructuras de soporte.
4. Conexiones, empalmes y derivaciones: Conexiones que unen los conductores eléctricos y derivaciones a otros sectores.
5. Sistemas de protección: Dispositivos que protegen la línea primaria contra sobretensiones y cortocircuitos.

Red Primaria:

1. Subestaciones monopostes o bipostes: Instalaciones que transforman y distribuyen la energía eléctrica en la tensión adecuada.
2. Transformadores de distribución: Dispositivos que transforman los niveles de tensión.
3. Seccionadores: Dispositivos que permiten aislar y proteger secciones de la red primaria.
4. Cables y conductores: Cables y conductores que transportan la energía eléctrica.

Red Secundaria:

1. Redes de distribución: Cables y conductores que transportan la energía eléctrica a los consumidores.
2. Postes: Estructuras que soportan las redes secundarias de distribución.
3. Acometidas: Conexiones que unen las redes de distribución con los consumidores finales.
4. Medidores de energía: Dispositivos que miden el consumo de energía eléctrica.

En el diagnóstico de los componentes de las redes eléctricas se deben describir las siguientes características:

- Configuración de las redes eléctricas: monofásicas, bifásicas o trifásicas.
- Capacidad de diseño y operativa de los equipos.
- Nivel de tensión (kV).
- Sección de los conductores (mm²).
- Potencia de transformadores (kVA) en las subestaciones aéreas (monopostes o bipostes).
- Tipos de estructuras (postes de concreto armado, madera o fibra de vidrio).

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

- Longitud (km) de líneas y redes eléctricas.
- Antigüedad del sistema eléctrico (en años).
- Estado de conservación.
- Otros aspectos que puedan ser relevantes para el diagnóstico.

Como ejemplo se muestra el caso de un sistema eléctrico precario de un centro poblado de la selva del Perú. En este centro poblado se suministra electricidad mediante una red eléctrica construida por los mismos vecinos.

Recuadro N.º 14: Ejemplo de las características de las redes eléctricas

La Tabla 21 constituye un ejemplo referencial, elaborado a partir de un sistema eléctrico existente. El sistema eléctrico presenta estructuras y conductores adecuados en media y baja tensión. La red de baja tensión es del tipo autoportante. Cuenta con sistema de puesta a tierra funcional y alumbrado público operativo. El sistema cuenta con transformadores de distribución instalados en el 2023.

En ese sentido, la ficha es un modelo referencial para el registro de información técnica de sistemas eléctricos rurales durante el Diagnóstico del proyecto.

Tabla 21. Características de las redes eléctricas

REDES ELÉCTRICAS			
REDES PRIMARIAS (Media Tensión)			
Red existente	Sí/ No		Sí
Nº de centros poblados electrificados	1	Año de inicio del servicio	2023
Tensión nominal de distribución MT	10/13.2/ <u>22.9 kV</u> / otro		
Número de fases	Trifásico/ Bifásico/ Monofásico	Trifásico	
Longitud total	3.0	Km	
Estructura de MT ⁽¹⁾	Madera/ Concreto/ Metálico	Concreto	
	Longitud	12m	
	Cumple / No cumple	Cumple ⁽²⁾	
Conductor (mm²)	AAAC / Cu	AAAC de 35mm²	
Aisladores	Poliméricos / Porcelana	Porcelana clase 56-2	
Altitud	msnm	100	
Estado de conservación de redes eléctricas	Cumple / No cumple	Cumple ⁽³⁾	
Estado de conservación de postes de concreto (CAC)	Cumple / No cumple	Cumple ⁽⁴⁾	
Transformador de Distribución	Trifásico / Monofásico	Trifásico	
	Potencia (KVA)	37.5	
REDES SECUNDARIAS (Baja Tensión)			
Red existente	Sí	Año de antigüedad	10 años
Tensión de distribución BT	220 V/ (380-220) V	Tensión	Unidad de medida
		(380-220)	V

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Postes de BT	Madera/ Concreto/ Metálico	Concreto	
Estado de conservación	Cumple / No cumple	Cumple ⁽⁴⁾	
Estado Redes eléctricas BT	Convencional / Autoportante	Autoportante ⁽⁵⁾	
Conductor (mm²)	CAAI	(3x35 + 1 x 16 + N25), (3x25 + 1 x 16 + N25), (3x16 + 1 x 16 + N25) mm²	
	Estado de conservación	Cumple ⁽⁶⁾	
	Caída de tensión	Cumple ⁽⁷⁾	
	Distancia de seguridad de conductores sobre el piso.	Cumple ⁽⁸⁾	
Sistema de Puesta a Tierra	Tiene / No tiene	Tiene	
	Cumple / No cumple	Cumple ⁽⁹⁾	
ALUMBRADO PÚBLICO			
Nº Total de unidades de Alumbrado Público	122	Año de antigüedad	1 año
Tipo de lámpara	Vapor de sodio/ Vapor de mercurio/ LED/ otros	Vapor de sodio	
	Cumple / No cumple	Cumple ⁽¹⁰⁾	
Potencia individual	50 W/ 70 W / 150 W/ otros	50 W	
	Cumple / No cumple	Cumple ⁽¹⁰⁾	
CONDUCTOR Y AISLADOR			
Tipo de cable	Aluminio Autoportante/ Cobre	Aluminio Autoportante (CAAI)	
Estado de conservación	Cumple/ no cumple con la norma	Cumple	
Años de antigüedad	1 año		
TRANSFORMADOR ELEVADOR DE POTENCIA			
Potencia Nominal	kVA	75	
Fases	Trifásico/ Bifásico/ Monofásico	Trifásico	
Año de fabricación	-	2013	
Grupo de conexión	D (Delta) ó Y (Estrella)	Dyn5	
Tensión primaria	V	(380-220)	
Tensión secundaria	V	22900	
Estado de conservación	Cumple / No cumple	Cumple	
TRANSFORMADOR (ES) DE DISTRIBUCIÓN			
Potencia Nominal	kVA	37.5	
Cantidad	-	2	
Fases	Trifásico/ Bifásico/ Monofásico	Trifásico	
Año de fabricación	-	2023	
Grupo de conexión	D o Y	Dyn5	
Tensión primaria	V	22900	
Tensión secundaria	V	(380-220)	
Estado de conservación	Cumple / No cumple	Cumple ⁽¹¹⁾	

Nota: Características de las redes eléctricas en el centro poblado Cabo Pantoja

(1): Norma DGE "Bases para el diseño de líneas y redes Primarias para Electrificación Rural", R.M. N°368-2022-MINEM/DM. (6.2 Factores de seguridad y Deflexiones).

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

- (2): Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes Primarias para Electrificación Rural”, R.M. N°368-2022-MINEM/DM. (7.4 Máxima caída de tensión permisible).
- (3): Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes Primarias para Electrificación Rural”, R.M. N°368-2022-MINEM/DM.
- (4): Norma Técnica Peruana NTP 339.027 (5.1 Acabado).
- (5): Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para Electrificación Rural”, R.D. N° 108-2023-MINEM/DGE
- (6): Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para Electrificación Rural”, R.D. N° 108-2023-MINEM/DGE
- (7): Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para Electrificación Rural”, R.D. N° 108-2023-MINEM/DGE (4.5 Máxima caída de tensión permisible).
- (8): Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para Electrificación Rural”, R.D. N° 108-2023-MINEM/DGE. (4.8 Distancias de seguridad de conductores sobre el nivel del piso, caminos, rieles o superficies de agua, 4.9 Distancias de seguridad a edificaciones).
- (9): Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011). Sección 017.B. Requerimientos de puesta a tierra del sistema.
- (10): Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para Electrificación Rural”, R.D. N° 108-2023-MINEM/DGE. (3.3 Cargas de Alumbrado Público).
- (11) “Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de subestaciones para electrificación rural”, R.D. N° 027-2003-EM/DGE.

Fuente: Elaboración propia.

Además de las redes eléctricas, se debe describir la fuente de abastecimiento de energía que puede ser (i) subestación de un sistema eléctrico, (ii) generador térmico, (iii) generador hidráulico, (iv) generador solar o (v) módulos fotovoltaicos individuales.

Subestación de un sistema eléctrico.

Podría darse el caso de que un sistema eléctrico precario tenga una subestación, la misma que también debe ser objeto de un diagnóstico. Para la elaboración del diagnóstico de una subestación de un sistema eléctrico para electrificación rural, se deben considerar los aspectos de la siguiente tabla:

Recuadro N.º 15: Ejemplo de las características de una subestación de un sistema eléctrico

La Tabla 22 constituye un ejemplo referencial, elaborado a partir de un sistema eléctrico existente. La ficha puede ser utilizada como modelo para el registro de información técnica de sistemas eléctricos rurales durante el Diagnóstico del proyecto.

Tabla 22. Variables de subestación de un sistema eléctrico

SUBESTACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO				
DATOS GENERALES				
Ubicación geográfica ¹⁶		480649; 9892807		
Nombre y código de la subestación ¹⁷		TTA - 75 kVA / 1415-01		
Fecha de construcción		2023		
Fecha de puesta en servicio		2023		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
	Tipo	Tensión	Unidad de medida	Cantidad
Nivel de tensión	Primaria / Secundaria	22.9 / (0.38-0.22)	kV	1
Subestación	Interna/Externa/Compacta/Aéreo	Interna		
Transformadores	Seco/En aceite	En aceite		

¹⁶ Coordenadas georreferenciadas UTM.

¹⁷ TAG.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Capacidad de transformación	-	75	KVA	1	
Protecciones y sistema de control	Celdas de Llegada/Remonte/Otro (especificar)	Especificar			
		Celda de Llegada			
CONEXIONES Y LÍNEAS					
Líneas de transmisión asociadas		Tensión	22900/(380-220) V		
		Longitud	-		
		Capacidad	-		
Conexiones con otras subestaciones o centros de carga		2 transformadores de distribución			
Conductores y aisladores		Tipo			
		AAAC (Conductor de aleación de aluminio)/Porcelana Clase 56-2			
EQUIPOS Y COMPONENTES					
Transformadores	Marca	FARADAY ELECTRIC TRANSFORMERS	Interruptores y seccionadores	Tipo	-
	Modelo	TTA		Capacidad	-
	Capacidad	75 kVA			
Protecciones	Relés/Fusibles/Sistemas de control	Sistema de puesta a tierra ¹⁸	Con conexión a tierra		
Estado de conservación		Cumple / No cumple con la normativa			
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN					
Historial de mantenimiento y reparaciones		Sin mantenimiento o reparaciones			
Programa de mantenimiento preventivo		Sin programa de mantenimiento preventivo			
Procedimiento de operación y control		Sin manual de procedimientos			
ASPECTOS DE SEGURIDAD					
Sistema de seguridad y vigilancia		No tiene			
Protecciones contra incendios y explosiones		No cuenta con extintores o sistema de detección de incendios			
Accesos y barreras de seguridad		Sin señalización de seguridad			
IMPACTO AMBIENTAL					
Estudios de impacto ambiental y permisos		DIA			
Medidas de mitigación y compensación		Plan de manejo ambiental			
DOCUMENTACIÓN Y REGISTROS					
Planos y diagramas de la subestación, actualizados		Entregado	Sí/No		
Registros de mantenimiento y operación			Sí/No		
Informes de inspección y pruebas			Sí/No		

Nota: Sub estación del sistema eléctrico del centro poblado Cabo Pantoja.

Fuente: Elaboración propia.

Recopilar esta información permitirá tener una visión completa de la subestación y su funcionamiento, lo que facilitará la planificación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico para electrificación rural.

Generador térmico.

Es posible que algún centro poblado sea abastecido de electricidad mediante un generador térmico y en condiciones que no cumplen con el nivel de servicio

¹⁸ SPAT. Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011). Sección 017.B. Requerimientos de puesta a tierra del sistema.

y los estándares de calidad establecidos por el Sector. En este caso, para la elaboración del diagnóstico del servicio se deberá recoger información del generador térmico. La información que se debe recoger se presentada en la siguiente tabla, en la cual, como ejemplo, se presentan variables correspondientes al diagnóstico de la UP para el centro poblado Bellavista Callarú.

Recuadro N.º 16: Ejemplo de las características de un generador térmico

La Tabla 23 constituye un ejemplo referencial, elaborado a partir de un sistema eléctrico existente. La ficha puede ser utilizada como modelo para el registro de información técnica de sistemas eléctricos rurales que cuentan con un generador térmico.

Tabla 23. Variables de generador térmico para Bellavista Callarú

GENERADOR TÉRMICO		
Capacidad de generación:	Unidad de medida	Potencia
Potencia nominal del generador	kW/MW	120/ 150
Combustible	Tipo	
	Gasolina/Diésel/Gas Natural/Biomasa/Otros (especificar)	Especificar: Diésel
	Consumo¹⁹	150 galones de petróleo mensual
Eficiencia²⁰		
Costos operativos	Combustible (mensual)	S/ 2 550
	Combustible (anual)	S/ 30 600
	Reparaciones	Ninguna
	Otros costos	-
Emissiones contaminantes	Unidad de medida	Cantidad
	CO ₂ /NO _x /SO _x /Partículas/Otro (especificar)	2.35
	Especificar: tCO ₂ eq/mes	
Confiabilidad	Historial de fallas	Generador térmico con fallas desde 2019 y fuera de servicio durante desde noviembre 2022 hasta enero 2023
	Tiempo de funcionamiento	Generador térmico instalado desde 2013 Tiempo de operación de 4 horas diarias
	Otros	-

¹⁹ Cantidad necesaria para producir una unidad de energía eléctrica.

²⁰ Relación entre la energía eléctrica generada y la energía térmica consumida.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Requisitos de mantenimiento	Preventivo	Se realiza / No se realiza Especificar: El sistema no es confiable
	Correctivo	Se realiza / No se realiza Especificar: Frecuencia trimestral en adelante. El equipo se mantiene inoperativo.
Vida útil	Unidad de medida	Cantidad
	Años Horas totales	10 – 15 años 15 000 – 20 000
Conectividad ²¹	Autónomo	
Seguridad ²²	Operador sin Equipo de Protección Personal (EPP) Sin Manual de Operación Sin Protección contra incendios, sin presencia de extintores Sin Señalización de áreas peligrosas Caseta de fuerza del generador térmico bajo llave Manejo inadecuado del almacenamiento de combustibles y aceites	
Certificaciones y normas ²³	ISO 8523-3 Potencia	

Nota: Generador térmico del sistema eléctrico del centro poblado Bellavista Callarú.

Fuente: Elaboración propia.

Recuadro N.º 17: Ejemplo de imágenes de generador térmico

En la siguiente ilustración se muestran imágenes de referencia del generador térmico que abastece de electricidad al centro poblado Bellavista Callarú.

Ilustración 18. Generador térmico del centro poblado Bellavista Callarú



Fuente: Elaboración propia.

²¹ Capacidad para conectar con la red eléctrica o funcionar en modo autónomo.

²² Características de seguridad para proteger a los operadores y el entorno.

²³ Cumplimiento con normas de seguridad y eficiencia energética.

Generador hidráulico.

En el caso que se un centro poblado estuviera abastecido de electricidad desde una pequeña central hidroeléctrica, la información a recoger es la que se indica en la siguiente propuesta de formato de tabla:

Recuadro N.º 18: Ejemplo de características de generador hidráulico

La Tabla 24 constituye un ejemplo referencial. La ficha puede ser utilizada como modelo para el registro de información técnica de sistemas eléctricos rurales durante el Diagnóstico del proyecto.

Tabla 24. Variables de generador hidráulico

GENERADOR HIDRÁULICO				
DATOS DE UBICACIÓN				
Coordenadas geográficas	Latitud	Longitud	Altitud	
	-4.048259	-70.252405	105	
Cuenca hidrográfica y río/arroyo asociado	Cuenca del río Amazonas Río Callarú			
CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS				
Caudal del río o arroyo	Unidad de medida	m³/s	Cantidad	5.6
Variación estacional del caudal	Temporada de lluvias: el caudal aumenta significativamente entre los meses de noviembre y abril Temporada seca: el caudal disminuye entre los meses de mayo y octubre			
Período de estiaje ²⁴	mayo y octubre			
PARÁMETROS DE DISEÑO				
	Unidad de medida		Cantidad	
Potencia requerida	kW		160	
Tensión de salida	V		400/230	
Frecuencia de salida	Hz		60	
Tipo de generador	Turbina/Hidrocinético/Otro (especificar)		Especificar: Hidrocinético	
CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO DEL GENERADOR				
Topografía del terreno	Terreno plano, con pendientes suaves y coberturas vegetal. Tipo de suelo arcilloso y arenoso, con alta capacidad de retención de agua.			
Accesibilidad al sitio	Fluvial: Iquitos – Santa Rosa con el medio de transporte del Ferry Fluvial: Santa Rosa – Bellavista Callarú con el medio de transporte rápido			
Distancia a la red eléctrica existente	Aplica		No	
	Unidad de medida		km	
	Cantidad		0	
RECURSOS HÍDRICOS				
Disponibilidad de agua	5.6 m³/s			
Calidad del agua	Sedimentos		100 mg/L	
	Contaminantes		Contaminantes microbiológicos	

²⁴ Época de menor caudal.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

		(provenientes de aguas residuales no tratadas o de actividades humanas)	
	Otros (especificar):	N/A	
IMPACTO AMBIENTAL			
Evaluación de impacto ambiental (EIA)	Aprobación del DIA		
Medidas de mitigación	Monitoreo y Plan de manejo ambiental		
COSTOS Y FINANCIAMIENTO			
Costo estimado del proyecto	\$126,000 - \$465,000		
Fuentes de financiamiento	DGER		
Análisis de costos y beneficios	Costos	Costos de Instalación: \$105,000 - \$400,000 Costos de Operación y Mantenimiento (OyM): \$13,000 - \$35,000 Costos Indirectos: \$8,000 - \$30,000	
	Beneficios	Acceso a electricidad con una fuente confiable y renovable. Menor impacto ambiental comparado con la generación de energía a partir de combustibles fósiles. Contribuye a la sostenibilidad y mejora de la calidad de vida.	
TECNOLOGÍA Y EQUIPO			
Generador hidráulico	Tipo		Características
	Pelton		160 kW
Equipos auxiliares ²⁵	1	Transformador, elevador	
	2	Interruptores	
	...		
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN			
Plan de mantenimiento y reparación	Frecuencia de mantenimiento trimestral Sin historial de reparaciones		
Requerimientos de personal y capacitación	Personal	Se dispone de Operador	
	Capacitación o especialización	Técnico electricista industrial	
CONECTIVIDAD Y DISTRIBUCIÓN			
Conexión a la red eléctrica existente	Aplica	No	De aplicar:
Diseño del sistema de distribución eléctrica	Se dispone de diagrama unifilar e identificación de Cargas Especiales		

Fuente: Elaboración propia.

Recopilar esta información permitirá evaluar la viabilidad de continuar operaciones con la central hidroeléctrica de manera eficiente y segura, en el sistema eléctrico rural a implementarse con el proyecto.

Generador solar.

Pueden existir centros poblados que han recibido en donación un sistema eléctrico abastecido por un generador fotovoltaico centralizado, administrado

²⁵ Añadir a la lista: transformadores, interruptores, etc.

por una junta vecinal. Para la elaboración del diagnóstico de generador fotovoltaico centralizado se sugiere utilizar la siguiente tabla:

Recuadro N.º 19: Ejemplo de características de generador solar

La Tabla 25 constituye un ejemplo referencial, elaborado a partir de un sistema eléctrico existente. La ficha puede ser utilizada como modelo para el registro de información técnica de sistemas eléctricos rurales durante el Diagnóstico del proyecto.

Tabla 25. Variables de generador solar

GENERADOR SOLAR				
DATOS DE UBICACIÓN				
Coordenadas geográficas	Latitud	Longitud	Altitud	
	-9.774367	-70.706043	233	
Orientación e inclinación del terreno	Orientación al Norte Ángulo de inclinación cerca del ángulo de latitud. La inclinación debe ser entre 12° y 20°.			
Radiación solar				
Intensidad de la radiación solar	Unidad de medida	kWh/m²/día	Cantidad	4.5 - 5.5
Variación estacional de la radiación solar	<ul style="list-style-type: none">- Estación Seca: Durante la estación seca (generalmente de mayo a octubre), la radiación solar puede ser un poco más alta debido a menores precipitaciones y nubes.- Estación de Lluvias: En la estación de lluvias (generalmente de noviembre a abril), la radiación solar puede ser ligeramente menor debido a la mayor nubosidad y lluvias frecuentes.			
PARÁMETROS DE DISEÑO				
	Unidad de medida		Cantidad	
Potencia nominal	kWp		216	
Tensión de salida	V		400/230	
Frecuencia de salida	Hz		60	
Generación anual estimada	MWh		280	
Tipo de panel solar	Monocrystalino/Policristalino /Otro (especificar)		Especificar: Monocrystalino	
CARACTERÍSTICAS DEL SITIO				
Topografía del terreno	Terreno mayormente plano, con pendientes suaves y coberturas vegetal. Debido a la cercanía del río Purús, hay presencia de zonas inundables, durante las temporadas de lluvia. Tipo de suelo arcilloso y arenoso, con alta capacidad de retención de agua.			
Accesibilidad al sitio	Vía aérea: desde Pucallpa La razón principal por la que no existe una carretera que los una a Pucallpa, además de la lejanía, es porque forma parte del Parque Nacional Alto Purús.			
Distancia a la red eléctrica existente	Aplica		Sí/No (Generador térmico existente)	
	Unidad de medida		m	
	Cantidad		10	

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Disponibilidad de agua (para limpieza)	La fuente de agua más cercana está a 200 m aproximadamente y es suficiente para una limpieza mensual.		
Calidad del aire	Polvo	Cada mes se genera acumulación de polvo en la cubierta que no permite la visión el color de la celda fotovoltaica.	
	Humedad	Humedad genera sulfatación en los bornes de conexión. <i>Identificación de la humedad por la sulfatación de bornes.</i>	
	Otros (especificar):	<i>Registro de temperaturas extremas, eventos climáticos extremos (tormentas, inundaciones, otros)</i>	
TECNOLOGÍA Y EQUIPO			
Paneles solares	Tipo		Características
	Monocrystalino		540 paneles solares de 400 Wp
Equipos auxiliares ²⁶	1	Inversores Fronius	
		Sistema de Almacenamiento (Baterías)	
	...	Grupo electrógeno existente	
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN			
Plan de mantenimiento y reparación	Plan de mantenimiento considera mantenimiento trimestral y sí se cumple.		
Requerimientos de personal y capacitación	Personal	Operador	
	Capacitación	Técnico electricista industrial	
CONECTIVIDAD Y DISTRIBUCIÓN			
Conexión a la red eléctrica existente	Aplica	Sí/No	De aplicar: Generador térmico existente (administrado por ELUC)
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA			
Aplica	Sí/No	Sistemas de almacenamiento ²⁷	Tipo Baterías
			Características 2,000 Ah

Nota: Central Solar Fotovoltaica Purús.

Fuente: Elaboración propia.

La información recogida permitirá evaluar la viabilidad de continuar operaciones con esta central fotovoltaica, en el sistema eléctrico rural a implementarse con el proyecto.

Módulos fotovoltaicos individuales.

Pueden encontrarse casos en los que la población reciba abastecimiento de electricidad mediante módulos fotovoltaicos individuales. Para la elaboración del diagnóstico de los módulos fotovoltaicos individuales se deben recoger los

²⁶ Añadir a la lista: inversores, controladores, etc.

²⁷ Baterías, etc.

datos que figuran en el formato sugerido en la Tabla 26. Es importante tener en cuenta que si en el centro poblado no existe personal encargado de dar mantenimiento al servicio no existe garantía de sostenibilidad.

Recuadro N.º 20: Ejemplo de características de módulos fotovoltaicos individuales

La Tabla 26 constituye un ejemplo referencial, elaborado a partir de un sistema eléctrico existente. La ficha puede ser utilizada como modelo para el registro de información técnica de sistemas eléctricos rurales durante el Diagnóstico del proyecto.

Tabla 26. Variables de módulos fotovoltaicos individuales

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INDIVIDUALES		
PANELES SOLARES		
Potencia (w)	Conforme a las disposiciones del tarifario BT8 por Osinergmin	120
Tensión Nominal (V)	Conforme a las disposiciones del tarifario BT8 por Osinergmin	24
Estado de conservación	Cumple / No Cumple	Cumple ²⁸
Operación	Operativo/ Inoperativo	Operativo
Reposición de paneles solares	Daños físicos/ Fallos de rendimiento/ Fin de vida útil	Hasta la fecha no se han repuesto paneles solares
BATERÍAS		
Tensión Nominal (V)	Conforme a las disposiciones del tarifario BT8 por Osinergmin	12
Capacidad (Ah)	Conforme a las disposiciones del tarifario BT8 por Osinergmin	102
Estado de conservación	Cumple / No Cumple	Cumple ²⁹
Operación	Operativo/ Inoperativo	Operativo
Reposición de paneles solares	Degradación de capacidad/ Problemas de carga/ Fin de vida útil	Hasta la fecha no se han repuesto baterías
CONTROLADOR		
Tensión Nominal (V)	Conforme a las disposiciones del tarifario BT8 por Osinergmin	12
Tipo	Conforme a las disposiciones del tarifario BT8 por Osinergmin	MPPT
Estado de conservación	Cumple / No Cumple	Cumple ³⁰

²⁸ El gráfico de rendimiento de potencia garantizado en la Ficha Técnica indica el porcentaje de potencia que el panel conservará tras un período específico. Esto se establece conforme a la norma IEC 61215 - Módulos Fotovoltaicos (FV) para aplicaciones terrestres: Diseño de calificación y aprobación de tipo. Además, se considera el Reglamento Técnico de Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

²⁹ El gráfico de ciclo de vida en relación con la profundidad de descarga (DoD) en la Ficha Técnica ilustra cómo la profundidad de descarga impacta la duración de la vida útil de una batería. Esta relación se encuentra conforme con la norma IEC 61427-1:2013 - Celdas y baterías secundarias para almacenamiento de energía renovable. Requisitos generales y métodos de ensayo. Parte 1: Aplicación fotovoltaica fuera de la red. Además, se considera el Reglamento Técnico de Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

³⁰ Para evaluar el estado del controlador, compara los voltajes y corriente de entrada y salida con las especificaciones de la ficha técnica. Además, verificar que la eficiencia del controlador esté próxima a los valores indicados en la ficha

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Operación	Operativo/ Inoperativo	Operativo
Reposición de paneles solares	Mal Funcionamiento/ Fin de Vida Útil	Hasta la fecha no se han repuesto controladores
INVERSORES		
Potencia (w)	Conforme a las disposiciones del tarifario BT8 por Osinergmin	EL SFD no cuenta con inversor
Estado de conservación³¹	Cumple / No Cumple	EL SFD no cuenta con inversor
Operación	Operativo / Inoperativo	EL SFD no cuenta con inversor
Reposición de inversores	Fallos Eléctricos / Fin de vida útil	EL SFD no cuenta con inversor
NIVEL DE CAPACITACIÓN		
Abonados	24 viviendas	
Personal a cargo del mantenimiento del servicio	En el centro poblado no hay un responsable designado para el mantenimiento del servicio; sin embargo, se tiene programada una visita anual del personal de mantenimiento al centro poblado.	

Nota: Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios instalados por una ONG en el centro poblado Paleta. Los pobladores pagan S/27 cada tres meses.

Fuente: Elaboración propia.

d) Situación de la gestión del servicio³²

Se debe recabar información sobre la gestión del sistema eléctrico precario, aspectos financieros y administrativos, cobro de tarifas, procesos de operación y mantenimiento y nivel de participación de la comunidad.

Se debe identificar el estado de la infraestructura del sistema eléctrico precario y complementar con material fotográfico. También, se debe adjuntar el plano de ubicación y localización. Si no se cuenta con planos del sistema precario, preliminarmente se debe elaborar un croquis que describa su distribución. Asimismo, se debe efectuar reuniones con el personal a cargo de su operación, así como realizar entrevistas con usuarios para averiguar cómo perciben el servicio que reciben.

- **Diagnóstico de la gestión administrativa.** Describe los aspectos administrativos, financieros e institucionales sobre la entidad responsable de la prestación del servicio de energía eléctrica.
 - Registros de ingresos por cobranza del servicio y otras fuentes de financiamiento, así como los costos de operación y mantenimiento. Evaluar la sostenibilidad del servicio.
 - Conformación del equipo profesional dedicado a la administración del sistema y si es a dedicación exclusiva.

técnica. Conforme al reglamento técnico de Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural.

³¹ Para evaluar el estado del inversor, se debe comparar la eficiencia medida en condiciones normales con la eficiencia máxima especificada en la ficha técnica. Además, es importante verificar si el inversor está operando dentro del rango de temperatura indicado en la ficha técnica. Conforme a la norma IEC 62109-1: Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 1. Requisitos Generales. Además, se considera el Reglamento Técnico de Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

³² Este punto se desarrolla si **existe** el servicio por un sistema eléctrico precario.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

- Evaluar si con la cantidad del personal técnico y sus calificaciones, la UP puede brindar los niveles de servicio establecidos por el Sector Electricidad.
- Evaluar si la organización responde a los procesos de producción del servicio, si se disponen y aplican instrumentos de gestión, procedimientos y protocolos. Entre estos instrumentos son especialmente importantes las políticas y las prácticas de mantenimiento de la infraestructura y los equipos (por ejemplo, frecuencia de mantenimiento según tipo (preventivo, correctivo), fecha de último mantenimiento, entre otros).
- **Diagnóstico de las actividades de operación y mantenimiento.** Evalúa la capacidad y actividad de la operación y mantenimiento (OyM) del sistema de energía eléctrica.
 - Antigüedad de los equipos.
 - Estadísticas de SAIDI, SAIFI y tensión del servicio.
 - Cumplimiento con los servicios programados para los equipos.
 - Cumplimiento con el reemplazo de partes y piezas programados.
 - Conformación del equipo profesional dedicado a la operación y mantenimiento de los equipos (especialización o capacitación certificada).
 - Existencia de instrumentos para el control del mantenimiento de los equipos.

En la siguiente tabla se muestra un formato sugerido para recoger información sobre la gestión del proyecto.

Recuadro N.º 21: Ejemplo de diagnóstico de la gestión administrativa

La Tabla 27 constituye un ejemplo referencial, elaborado a partir de un sistema eléctrico existente. La ficha puede ser utilizada como modelo para el registro de información técnica de sistemas eléctricos rurales durante el Diagnóstico del proyecto.

Tabla 27. Resumen de la gestión administrativa del servicio eléctrico rural.

GESTIÓN ADMINISTRATIVA DEL SERVICIO ELÉCTRICO RURAL		
Equipo Administrativo		
Personal	Nombre del responsable	Dedicación (Exclusiva/ Compartida)
Administrador del sistema	Comité Eléctrico de Bellavista Callarú	Exclusiva
Ing. Eléctrico	No cuentan	No cuentan
Técnicos Electricistas	(Nombre)	Parcial
Otros (Especificar)	No cuentan	No cuentan
Estructura Financiera		
Fuentes de financiamiento	De aplicar	Descripción y monto estimado
	Tarifas de Usuarios	S/ 40.00 usuario común S/ 80.00 para los comercios
	Gob. Local	Financia los costos de mantenimiento
	Subvenciones o subsidios	No Aplica

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

	Donaciones/ ONGs	No Aplica
	Proyectos de Responsabilidad Social Empresarial	No Aplica
	Fondos Comunales	Sí existen, contribuyen al financiamiento de costos de operación y mantenimiento
	Otros (Especificar)	No Aplica
Presupuesto Anual	Operación (gastos del personal)	Monto destinado a la operación del sistema S/ 30,600.00
	Mantenimiento	Monto destinado a mantenimiento preventivo y correctivo S/ 500.00
	Otros gastos	Descripción y monto estimado
		No Aplica
Plan de Operación y Mantenimiento		Especificar:
Cronograma de Mantenimiento Preventivo	Fechas y actividades programadas, ej. revisión del generador, líneas de transmisión]	El mantenimiento del generador térmico es trimestral. Las redes eléctricas carecen de mantenimiento.
Mantenimiento Correctivo	Procedimientos para manejo de fallas o averías	Se solicita a la municipalidad de Yavarí la asistencia de un técnico de mantenimiento externo para realizar las reparaciones necesarias.
Registro de Incidencias	Método de registro de fallas y acciones correctivas tomadas	No cuentan con un registro de incidencias. El generador térmico ha presentado fallas desde 2019. Dejó de operar a finales de 2022 y fue sometido a reparaciones a partir de mediados de enero de 2023.
Responsables del Mantenimiento	Nombres y roles del personal encargado	- Mantenimiento preventivo: José Gonzáles (Técnico electricista industrial). - Diagnóstico y Reparación de Averías (técnico asignado en cada avería).
Documentación y archivo		Especificar:
Documentación Técnica	Planos, Manuales de Operación, registros de mantenimiento	No cuenta con ninguno
Registros Contables	Métodos de almacenamiento y acceso a registros financieros	Registro de pagos por el servicio eléctrico a cargo Comité Eléctrico de Bellavista Callarú

Nota: Gestión administrativa del servicio eléctrico rural del centro poblado Bellavista Callarú.

Fuente: Elaboración propia.

- **Diagnóstico de la actividad comercial.** Describe a la organización responsable del registro o catastro de clientes y la actividad comercial.
 - Estimación del consumo: con medidores individuales o por montos fijos.
 - Morosidad en los pagos.
 - Conformación del equipo profesional dedicado a la gestión comercial y si es a dedicación exclusiva.
 - Instrumentos de control de consumos y cobranzas.

Recuadro N.º 22: Ejemplo de la gestión comercial

A continuación, se muestra a modo de ejemplo un resumen de la gestión comercial del servicio eléctrico rural para Bellavista Callarú, que muestra las características generales del servicio eléctrico, y aspectos referidos a la administración comercial, facturación y cobranza.

Tabla 28. Resumen de la gestión comercial del servicio eléctrico rural para Bellavista Callarú

GESTIÓN COMERCIAL DEL SERVICIO ELÉCTRICO RURAL		
Información general del servicio eléctrico		
Denominación/ Nombre del sistema eléctrico	Sistema Eléctrico Rural Bellavista Callarú	
Tipo de Servicio Eléctrico (Red eléctrica, SFV, micro red, etc.)	Red Eléctrica - Sistema de Generación Aislado o Autónomo	
Fuente de energía (Energía solar, hidroeléctrica, generador diésel, etc.)	Generador diésel	
Año de la puesta en servicio	2013	Altitud
		93.2 msnm
Estado Actual de funcionamiento (Inoperativo/ Operativo)	Inoperativo – en reparación y pruebas (enero 2023)	
Administración Comercial		
Entidad Responsable	(Nombre de la entidad, ej. empresa, comité, comunidad)	Comité Eléctrico de Bellavista Callarú
Equipo Comercial	Nombre del responsable	Dedicación (Exclusiva/ Compartida)
Persona Responsable de la Gestión Comercial	Comité Eléctrico de Bellavista Callarú	Compartida
Encargado de Facturación	Comité Eléctrico de Bellavista Callarú	Compartida
Encargado de Cobranza	Comité Eléctrico de Bellavista Callarú	Compartida
Estructura Tarifaria		
N° de suministros	Monofásicos: 145	Trifásicos:
Horas de servicio	<input type="checkbox"/> Continua (24 horas)	<input checked="" type="checkbox"/> Servicio parcial N° de h/día: 4
Tipo de medidor	(Electromecánico/ Electrónico/ Sin medidor, otros)	Especificar: Sin medidor
Tarifario de energía con medidor (S/. /kWh)	No aplica	
Tarifario de energía sin medidor (S/. /kWh)	Usuario común: S/ 40 al mes. Comercios: S/ 80 al mes.	
	Otros: La I.E y Puesto de Salud no realizan pago por el servicio de electricidad	

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Subsidios o Apoyos Gubernamentales	Detalles de cualquier subsidio aplicable	No aplica
Facturación y Cobranza		
Sistema de Facturación	Tipo de Facturación (Manual, Automatizado, post pago/ prepago)	Post pago
	Frecuencia de Facturación (mensual, bimestral trimestral, otros)	Mensual
	% de morosidad (Porcentaje de usuarios que no pagan)	20%
Métodos de Cobranza	Métodos de Pago (Efectivo, Pago móvil, etc.)	Efectivo
	Puntos de Cobranza (Oficinas locales, a través de Organizaciones Comunitarias, etc.)	Un personal del Comité Eléctrico de Bellavista Callarú se encarga de la cobranza
Gestión de Morosidad	Proceso de Notificación (Plazos y formas de aviso de deuda)	Plazo de un mes para regularizar los pagos
	Medidas Correctivas (Corte del servicio, Planes de pago, etc.)	Corte del servicio

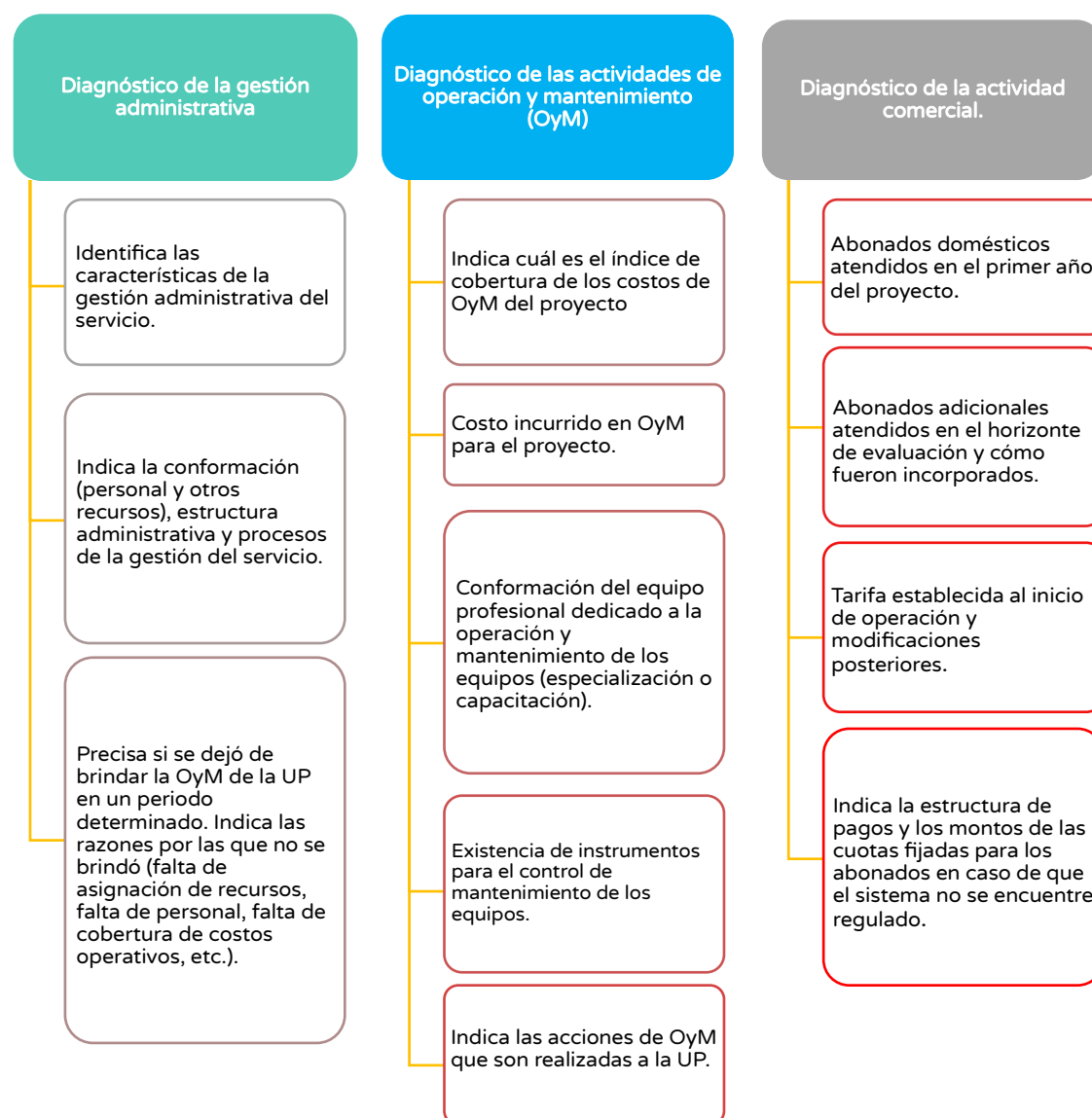
Nota: Gestión comercial del servicio eléctrico rural del centro poblado Bellavista Callarú

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la Ley General de Electrificación Rural, todo proyecto de electrificación rural debe ser transferido a una EDE para su operación y mantenimiento, de no ser posible, debe ser transferido a Adinelsa.

En este sentido, incluso los proyectos de electrificación rural que desarrollen los gobiernos locales, deben ser transferidos a una EDE o a Adinelsa. Los proyectos que actualmente estén siendo operados por un GL deben ser transferidos a una EDE, para lo cual se deberán realizar las acciones que correspondan para que el proyecto cumpla con el nivel de servicio y los estándares de calidad definidos por el Sector.

Gráfico 7. Aspectos a analizar en el diagnóstico de la gestión del servicio



Fuente: Elaboración propia.

Como parte del diagnóstico se debe conocer la percepción de los usuarios respecto al servicio. En ese sentido, se debe averiguar si hubo interrupciones en el servicio, las causas, su duración y sus efectos en el sistema precario y en la provisión de los servicios a los usuarios.

Recuadro N.º 23: Ejemplo de ficha de percepción del servicio e interrupciones

A continuación, se presenta un ejemplo de la Ficha de Percepción del Servicio y Evaluación de Interrupciones que muestra la percepción de los usuarios respecto al servicio eléctrico que reciben, siendo información relevante para el proyecto de inversión.

Tabla 29. Ficha de Percepción del Servicio y Evaluación de Interrupciones

Descripción del Servicio y Evaluación de Interrupciones			
Información General			
Frecuencia de uso del servicio	h/día	4	
Calidad del servicio	Buena/ Regular/ Mala	Mala. El generador térmico ha presentado fallas desde 2019. Dejó de operar a finales de 2022 y fue sometido a reparaciones a partir de mediados de enero de 2023	
Interrupciones del servicio (Preguntas al encargado del sistema eléctrico)			
¿Se han experimentado interrupciones en el servicio?	Aplica	De aplicar:	
	Si/ No	N° de interrupciones	> 2 interrupciones al mes
		Duración aproximada de cada interrupción	La última interrupción duró 4 meses
		Causas de las interrupciones (si se conoce)	Falla en el generador, se desconoce las causas
		Efectos de las interrupciones en la provisión de servicios a los usuarios	Aumento en Costos Operativos. Gastos adicionales para abastecerse de energía en las viviendas y comercios.

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de que no exista UP, se debe recopilar información de las posibles localizaciones de la UP a implementarse (micro localización del proyecto). Esta información servirá de referencia para el análisis técnico de localización y para el análisis de exposición y vulnerabilidad de la posible nueva UP frente a los peligros determinados en el área de estudio.

1.2.4. Información sociodemográfica

Se debe recoger la siguiente información respecto a la población objetivo.

- Condiciones socio-económicas como el ingreso promedio familiar mensual e, incluso, la calidad de las viviendas.

Recuadro N.º 24: Ejemplo de calidad de viviendas

Tabla 30. Calidad de las viviendas en el centro poblado Bellavista Callarú

AMBIENTES	Uno	30.99%
	Dos	27.00%
	Tres	23.00%
	Cuatro a más	19.01%
MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN	Material noble	18.31%
	Madera	80.05%
	Sin pared	1.64%

Fuente: Elaboración propia.

- Actividades económicas predominantes.

Recuadro N.º 25: Ejemplo de actividades predominantes

Tabla 31. Actividades predominantes del centro poblado Bellavista Callarú

ACTIVIDADES ECONÓMICAS PREDOMINANTES	Ganadería	0.70%
	Agricultura	88.26%
	Comercio	11.50%
	Artesanía	20.66%
	Pesca	55.87%
	Caza	21.83%
	Recolección	6.57%
	Extracción de madera	23.94%
	Otras-dependiente	5.16%

Fuente: Elaboración propia.

- Indicadores demográficos como distribución etaria, tasa de crecimiento poblacional, distribución por género, entre otros.

Recuadro N.º 26: Ejemplo de indicadores demográficos

Tabla 32. Indicadores demográficos del centro poblado Bellavista Callarú

POBLACIÓN POR SEXO	Mujeres	53%
	Hombres	47%
ESTRUCTURA POR EDAD	0 – 17 años	50%
	18 – 64 años	47%
	Más de 65 años	3%
TASA DE CRECIMIENTO POBLACIONAL PROMEDIO	1.88% anualmente	

Fuente: Elaboración propia.

- Indicadores sociales-culturales: identificar costumbres que pueden afectar el uso del servicio, tales como: cultura de pago, patrones culturales, idioma, estilos de vida, estacionalidad de ingresos, organizaciones comunales, liderazgos, actitud frente a la provisión del servicio, conflictos internos, etc. Sobre esta base se podrán definir las características del servicio que se proveerá y las estrategias de intervención.

En la Tabla 33, se muestran las principales variables correspondientes al diagnóstico de población afectada y las fuentes de información respectivas. Esta información se puede recoger mediante formatos de encuesta como la que se presenta en el Anexo 1.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Tabla 33. Variables de población afectada

ÍTEM	VARIABLES	DESCRIPCIÓN	FUENTES DE INFORMACIÓN	INDICADORES
1	Población total de la comunidad	Número total de habitantes en el área de estudio.	Entrevista con alcalde o líder comunal. Censos nacionales, INEI, proyecciones de población.	Número de habitantes
2	Población por sexo	Distribución de la población según el sexo (masculino y femenino).	Entrevista con alcalde o líder comunal, encuestas.	Proporción de hombres y mujeres
3	Estructura por edades	Distribución de la población por diferentes grupos de edad.	Entrevista con alcalde o líder comunal, encuestas.	Proporción de población por grupo de edad
4	Tasa de crecimiento promedio	Cambio porcentual promedio en la población entre los últimos censos.	Censos nacionales, INEI, del distrito.	Tasa de crecimiento porcentual
5	Gasto en alternativas de energía	Cantidad de dinero que la población gasta en fuentes de energía alternativas actuales.	Encuestas socioeconómicas	Gasto promedio en energía alternativa
6	Predisposición del pago de tarifas	Disposición de la población a pagar tarifas por servicios de energía.	Encuestas socioeconómicas	Porcentaje de población dispuesta a pagar tarifas
7	Disposición al Pago por Energía	Nivel de aceptación y capacidad de la población para pagar por energía eléctrica.	Encuestas socioeconómicas	Porcentaje de aceptación y capacidad de pago
8	Usos de la Energía Eléctrica	Principales usos de la energía eléctrica (iluminación, uso de radio y TV, refrigeración, entre otros).	Encuestas socioeconómicas	Uso principal de la energía y relación con ingresos

Fuente: Elaboración propia.

La información recogida es muy importante por las siguientes razones:

- La población total determina la demanda general.
- La población por sexo y estructura por edades ayuda a entender la demografía y segmentación de la población.
- La tasa de crecimiento promedio mide la dinámica de cambio poblacional y ayuda a proyectar futuras demandas.
- Los gastos en alternativas de energía ayudan a entender el costo actual de la energía.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

- La predisposición al pago de tarifas y disposición al pago por energía determina la viabilidad económica del proyecto en función de la capacidad de pago de la población.
- Los usos de la energía eléctrica identifican los principales usos de la energía y su relación con los ingresos de los pobladores.

Recuadro N.º 27: Ejemplo de diagnóstico de la población afectada

A continuación, se muestra un ejemplo del diagnóstico de la población afectada acorde a sus principales características considerando la unidad de medida correspondiente.

Tabla 34. Diagnóstico de la población afectada del centro poblado Bellavista Callarú (muestra representativa)

EJEMPLO: DIAGNÓSTICO DE LA POBLACIÓN EN BELLAVISTA CALLARÚ			
Indicador	Unidad de medida o rango		Valor
Población total	Habitantes		1 910 – habitantes
Población por sexo	Mujeres		53% – 1021 habitantes
	Hombres		47% – 889 habitantes
Estructura por edad	0 – 17 años		50% – 963 habitantes
	18 – 64 años		47% – 895 habitantes
	Más de 65 años		3% – 52 habitantes
Ingreso familiar promedio	S/ 100 – S/ 400		53.52% – 228 viviendas
	S/ 400 – S/ 850		7.75% – 33 viviendas
	S/ 851 – S/ 1200		24.65% – 105 viviendas
	Más de S/ 1200		8.00% – 34 viviendas
	Otros		6.08% – 26 viviendas
Calidad de las viviendas	Ambientes	Uno	30.99% – 132 viviendas
		Dos	27.00% – 115 viviendas
		Tres	23.00% – 98 viviendas
		Cuatro a más	19.01% – 81 viviendas
	Material predominante	Material noble	18.31% – 78 viviendas
		Madera	80.05% – 341 viviendas
		Sin pared	1.64% – 7 viviendas
Actividades económicas predominantes	Ganadería		0.70% – 3 viviendas
	Agricultura		88.26% – 376 viviendas
	Comercio		11.50% – 49 viviendas
	Artesanía		20.66% – 88 viviendas
	Pesca		55.87% – 238 viviendas
	Caza		21.83% – 93 viviendas
	Recolección		6.57% – 28 viviendas
	Extracción de madera		23.94% – 102 viviendas
	Otras-dependiente		5.16% – 22 viviendas
Indicadores de servicios	Educación		Las dos instituciones educativas, en conjuntos, concentran 872 alumnos que cursan inicial, primaria y secundaria.
	Salud		Un centro de salud categoría I-1.
	Telecomunicaciones		De las 426 viviendas encuestadas, en 139 viviendas se identifica que al menos un

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

		miembro del hogar que cuenta con celular.
	Programas sociales	Adicionalmente al SIS, 48.83% pertenece a Juntos y 5.87% a Pensión 65.
Tasa de crecimiento poblacional promedio	Porcentaje anual	1.88%
Usos de la energía eléctrica (número de viviendas)	Radio/equipo de sonido	181
	Celular/teléfono	139
	Televisión	232
	DVD/Blu-Ray	55
	Licuada	109
	Refrigeradora congeladora	175
	Plancha eléctrica	10
	Lavadora	7
	Máquina de coser	2
	Horno microondas	1
	Focos	355
	Cocina eléctrica	0
	No tiene	69
	Otros	5
Gastos en alternativas de energía e iluminación (número de viviendas)	No gasta	1% - 6 viviendas
	S/ 1 – S/ 25	10% - 41 viviendas
	S/ 26 – S/ 50	10% - 44 viviendas
	S/ 51 – S/ 100	23% - 96 viviendas
	S/ 101 – S/ 500	25% - 108 viviendas
	S/ 501 – S/ 1000	23% - 96 viviendas
	Más de S/ 1000	8% - 35 viviendas

Fuente: Elaboración propia.

Se debe tomar en cuenta también otras características de los beneficiarios tales como: grado de dispersión de las viviendas, número de abonados beneficiados, viviendas que se encuentren distantes del núcleo principal del centro poblado, accesibilidad, cargas de uso productivo y de uso general, índice de pobreza, etc. Estas características permitirán el diseño de la mejor alternativa técnica.

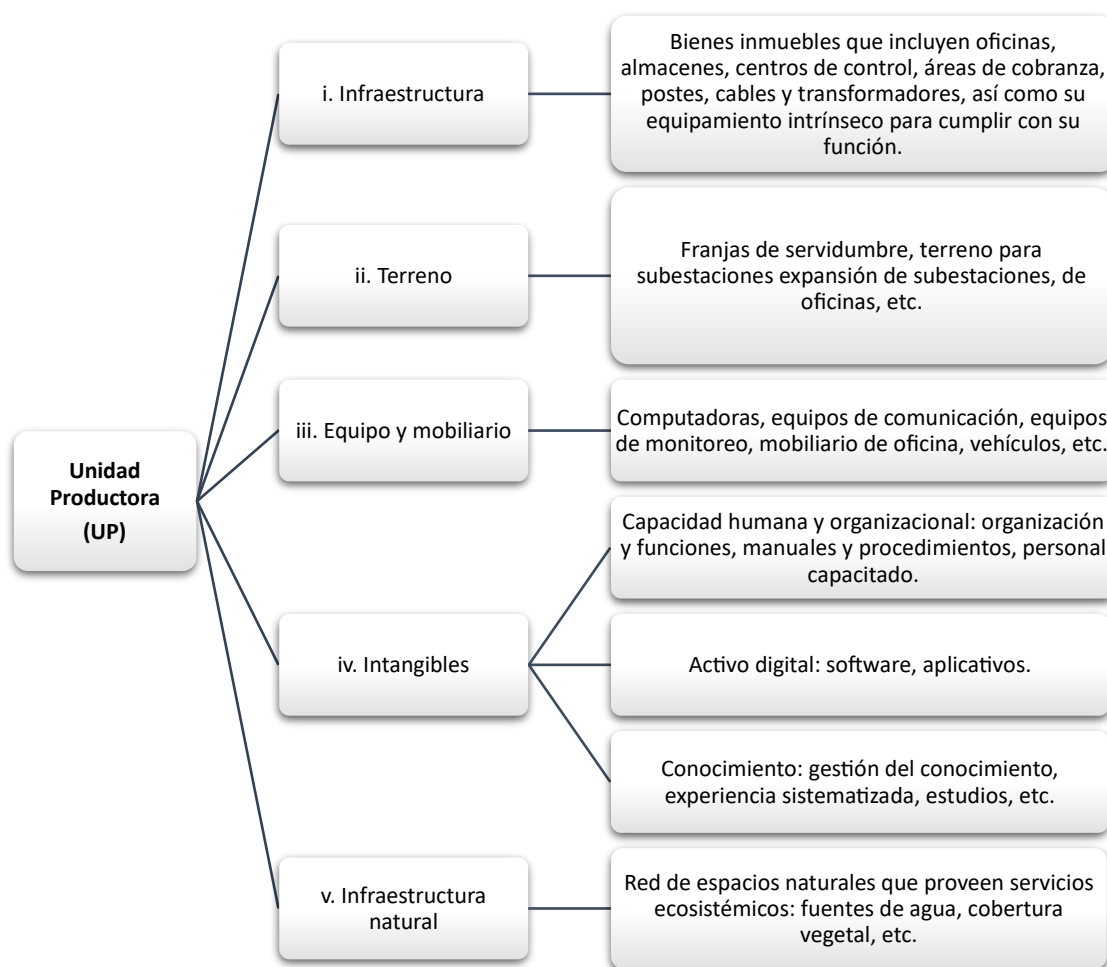
1.3. Unidad Productora (UP)

¿Qué se entiende por Unidad Productora?

La UP es el conjunto de recursos o factores productivos (infraestructura, equipos, personal, organización, capacidades de gestión, entre otros) que, articulados entre sí, tienen la capacidad de proveer bienes o servicios a la población objetivo. Como se menciona en la sección de Conceptos Básicos de la presente Guía, la UP de un proyecto de electrificación rural es el conjunto de activos e infraestructura eléctrica cuya operación, mantenimiento y gestión se encuentra articulada y se denomina Sistema Eléctrico Rural (SER) y se encuentra definido en el marco de la Ley general de electrificación rural, Ley N° 28749.

Los factores de producción de la UP que brinda servicios de electricidad se muestran en el siguiente gráfico.

Gráfico 8. Clasificación de los factores de producción



Fuente: Elaboración propia.

¿Cómo se elabora el diagnóstico de la Unidad Productora?

El diagnóstico de la UP -si existe el servicio de electricidad- permite conocer la situación del servicio en el centro poblado. Además, permite conocer la condición en que se encuentran los activos de la UP y que determinan la situación del servicio. En electrificación rural las entidades propietarias de los activos de una UP son una EDE o Adinelsa³³.

En la gran mayoría de los casos los proyectos de electrificación rural se dirigen a población que carece de este servicio o que accede a electricidad sin el nivel de servicio y los estándares de calidad que ha normado el sector. Por esta razón la naturaleza de los proyectos de electrificación es de creación. La fuente desde la cual la población se abastece de electricidad de manera precaria, no constituye una UP, en este sentido no corresponde hacer un diagnóstico de UP, sino más bien indicar cómo la población se abastece del servicio, lo que se debe consignar en el diagnóstico de la Población afectada.

³³ Excepcionalmente un gobierno local puede ser propietario de los activos de un sistema eléctrico, pero la LGER y la Ley de Concesiones Eléctricas establecen que estos activos deben ser transferidos a una EDE o a Adinelsa, para lo cual se deben efectuar las regularizaciones que sean necesarias.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Al margen de lo indicado, conviene desagregar a la UP en sus factores de producción y activos vinculados a los procesos de producción con los que la UP presta el servicio como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 35. Matriz de activos de acuerdo al proceso

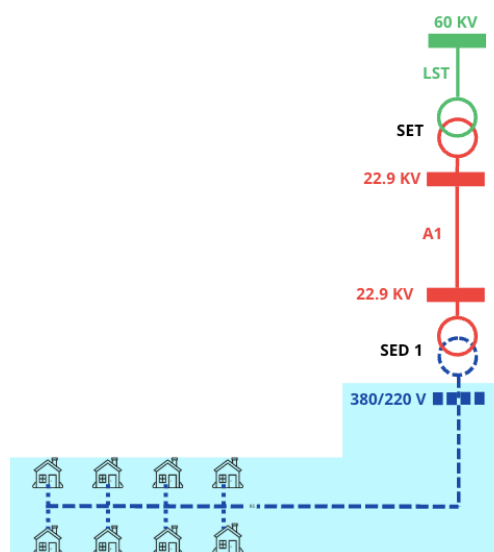
	Tecnología de generación			
	Extensión de redes	Pequeña Central Hidroeléctrica	Central fotovoltaica	Módulos fotovoltaicos domiciliarios
Fuente de electricidad	Conexión a una subestación de una red existente.	Generación mediante una pequeña central hidroeléctrica con capacidad menor o igual a 20MW.	Generación mediante central fotovoltaica centralizada	Generación mediante paneles solares
	Principales activos: Transformadores. Postes. Cables. Retenidas. Aisladores.	Principales activos: Turbina Eje del generador Transformadores Casa de fuerza Cables	Principales activos: Paneles solares Baterías Inversores Sistema de seguimiento Sistema de monitoreo	Principales activos: Panel solar Batería Controlador
Transmisión	Transporte de energía con líneas en 138 kV; 60 kV o 22.9 kV	Líneas en 138 kV; 60 kV o 22.9 kV	Líneas en 22.9 kV No aplica	No aplica
	Principales activos: Transformadores. Postes. Cables. Retenidas. Aisladores.	Principales activos: Transformadores. Postes. Cables. Retenidas. Aisladores.	Principales activos: Transformadores. Postes. Cables. Retenidas. Aisladores.	No aplica
Distribución	Distribución de energía en baja tensión mediante red secundaria en 0.38/0.22 kV	Distribución de energía en baja tensión mediante red secundaria en 0.38/0.22 kV	Distribución de energía en media tensión mediante red primaria en 22.9 kV Distribución de energía en baja tensión mediante red secundaria en 0.38/0.22 kV	No aplica
	Principales activos: Transformadores. Postes. Cables. Retenidas. Aisladores. Acometidas y medidores	Principales activos: Transformadores. Postes. Cables. Retenidas. Aisladores. Acometidas y medidores	Principales activos: Transformadores. Postes. Cables. Retenidas. Aisladores. Acometidas y medidores	No aplica

Fuente: Elaboración propia.

Los proyectos de electrificación rural se caracterizan por brindar electricidad a centros poblados que carecen del servicio (no existen redes: ni postes, ni cables)³⁴. También puede observarse, en algunas situaciones, que el proyecto encuentre un sistema eléctrico precario, que nunca cumplió con el nivel de servicio ni los estándares de calidad establecidos por el sector y en los que las posibilidades de optimización son nulas, estos sistemas no constituyen una UP.

En el gráfico 9 se muestra el caso en el que el proyecto necesita construir una red secundaria – RS – (área en color celeste), que constituye la UP a implementar con el proyecto. Cuando se diagnostique el Territorio, se deberá considerar la subestación eléctrica SED-1, porque es una posible fuente de energía, es decir la disponibilidad de activos que existe en el área de estudios del proyecto. La EDE propietaria de la subestación SED-1 deberá emitir un documento de **Factibilidad de Suministro Eléctrico** que asegure la disponibilidad de energía en dicha subestación. Asimismo, la misma EDE debe emitir un documento de **Punto de Diseño** por el cual aprueba el diseño técnico de la red eléctrica a construirse, para asegurar que dicho diseño es apropiado para integrarse a la subestación SED-1.

Gráfico 9. Proyecto de electrificación rural por extensión de redes en el que sólo hay que construir red secundaria, naturaleza de ampliación

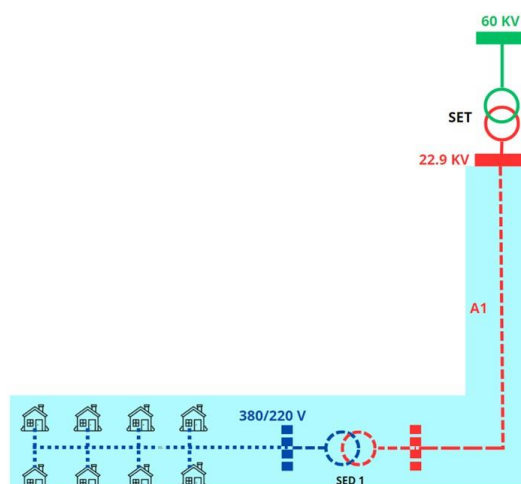


Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico 10 el proyecto deberá construir una red secundaria (RS), una subestación de distribución (SED 1) y además una línea primaria (A1) todo lo cual está en el área color celeste y constituye la UP que se va a crear. La subestación eléctrica de donde se va a tomar la energía es la Subestación de Transmisión (SET). Al igual que en el caso anterior, la EDE propietaria de la subestación SET deberá emitir un documento de **Factibilidad de Suministro Eléctrico** que asegure la disponibilidad de energía en dicha subestación. También en este caso la misma EDE debe emitir un documento de **Punto de Diseño** por el cual aprueba el diseño técnico de la red eléctrica a construirse, para asegurar que dicho diseño es apropiado para integrarse a la subestación SET.

³⁴ Es preciso indicar que actualmente no existe brecha de calidad respecto al servicio de electricidad en áreas rurales.

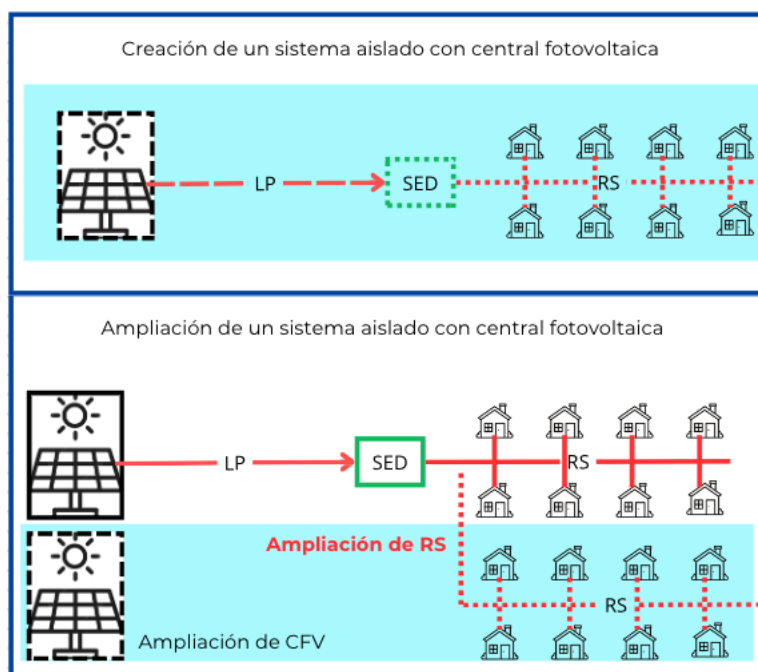
Gráfico 10. Proyecto de electrificación rural por extensión de redes en el que hay que construir red secundaria, subestación de distribución y línea primaria, naturaleza de ampliación



Fuente: Elaboración propia.

En el caso que se deba reforzar una línea primaria o subestación que es propiedad de una EDE o Adinelsa, se debe coordinar dicha intervención con la EDE o Adinelsa. Cuando la subestación o la línea primaria de la EDE cuenta con la capacidad para proveer de energía a los centros poblados que se va a beneficiar, se puede continuar con la formulación del proyecto.

Gráfico 11. Electrificación rural mediante sistemas aislados, creación y ampliación de sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico 11 se muestra el caso creación de un sistema aislado con generación fotovoltaica. Si la población de este sistema aumentara, se podría tener el caso de

un proyecto de ampliación, que incluiría la ampliación de la capacidad de la central fotovoltaica y la ampliación de las redes secundarias (de ser necesario, también se podría ampliar la capacidad de la línea primaria LP).

En estas condiciones, las situaciones que se pueden presentar son las siguientes³⁵: construir un SER o mejorar el SER, de acuerdo con lo que se señala en la Tabla 36.

Tabla 36. Naturaleza de los proyectos de acuerdo a su situación

SITUACIÓN	INTERVENCIÓN NECESARIA	UP	NATURALEZA DE INVERSIÓN
Inexistencia de servicio de electricidad.	Construir un SER.	UP: se abastece de una subestación de donde se tomará la energía.	Creación.
El servicio va a ser mejorado. Aplica para proyectos de distribución de electricidad, no de electrificación rural.	Mejorar el SER.	UP: sistema eléctrico que se va a mejorar; comprende desde el punto de suministro hasta las redes secundarias.	Mejoramiento (no existe brecha).

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que la naturaleza de los proyectos de electrificación rural es de creación. Por lo tanto, no existe una Unidad Productora a la que se deba efectuar diagnóstico. Se concluye entonces que no es pertinente desarrollar el diagnóstico de la Unidad Productora.

1.4. Otros agentes involucrados

Ilustración 19. Involucrados en un proyecto de electrificación rural



Fuente: Elaboración propia.

³⁵ Es importante mencionar que, si un sistema eléctrico de propiedad de una EDE o de Adinelsa tuviera deficiencias en el servicio, será responsabilidad de dichas entidades mantener el servicio en buen estado. Si fuera el caso que un sistema eléctrico tiene deficiencias y es propiedad de un gobierno local, se deben realizar las acciones necesarias para que dicho sistema sea transferido a una EDE. Dichas acciones pueden incluir el mejoramiento de los activos de los sistemas eléctricos para que la EDE los incorpore a su propiedad.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Se considera como otros agentes involucrados a aquellos grupos de población, diferentes de la población afectada, que están vinculados al proyecto en cualquiera de las fases del ciclo de la inversión. En esta sección se identifica las entidades que estarán involucradas en la ejecución, operación y mantenimiento del proyecto, y evalúa su capacidad para apoyar y sostener las diferentes fases del mismo.

El diagnóstico de otros agentes involucrados (instituciones, personas, organizaciones, etc.) busca conocer:

- Cómo perciben la situación de abastecimiento insuficiente de electricidad, las probables causas y consecuencias de esta percepción.
- Cuáles son sus expectativas o intereses sobre disponer de suficiente electricidad. Sus intereses serán diferentes según su vinculación con el abastecimiento de electricidad. Por ejemplo, quienes se estaban abasteciendo mediante un grupo electrógeno propio por tener actividades productivas, estarán muy favorables al proyecto. Por otro lado, quienes deban ceder servidumbre de paso, expropiación de terrenos, soportar impactos ambientales temporales (ruidos, sólidos en suspensión) o permanentes (congestión, ruidos, etc.) no serán favorables. Sus expectativas pueden variar no solo en función a su vinculación con el proyecto, sino a las características particulares del grupo, como género, cultura, costumbres o estilos de vida.
- La disposición o posibilidades de los involucrados de participar en el ciclo de inversión, en especial en las fases de ejecución y funcionamiento. A partir de esta información se podrá conocer el apoyo y gestionar los compromisos que puedan lograrse para la sostenibilidad del proyecto. Así, por ejemplo:
 - La población podría apoyar mano de obra no calificada.
 - El alcalde podría facilitar los trámites para el saneamiento físico legal de los terrenos a usarse.
 - Los afectados podrían ceder servidumbre de paso o; podrían requerir una compensación económica.
- La percepción que tienen sobre el riesgo y los efectos del cambio climático; es decir, la posibilidad de que el proyecto de electrificación se vea impactado por peligros que ocurren en el área o cambios que han notado en los últimos años en el clima.

Como resultado del diagnóstico de otros agentes involucrados, éstos pueden clasificarse en dos tipos respecto a su actitud hacia el proyecto:

- **Cooperantes:** comprenden a personas u organizaciones sociales que apoyan a la promoción del proyecto. Generalmente la población está a favor del proyecto e incluso constituyen Comités de Electrificación para apoyar el desarrollo del proyecto. Otras entidades que apoyan al proyecto son las que elaboran los documentos técnicos para la fase de Formulación y Evaluación, la entidad a cargo del financiamiento y ejecución de la inversión, la entidad a cargo de la operación del servicio y mantenimiento, o inclusive quienes

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

entregan licencias, permisos, autorizaciones, certificaciones u otros similares.

- **Oponentes:** incluye a aquellas personas, grupos de individuos u organizaciones que pueden sentirse o ser afectados por la intervención ya sea en su patrimonio o medios de vida (por ejemplo, expropiaciones o fuentes de empleo), pueden llegar a obstaculizar el logro de los objetivos previstos. Las personas que suelen tener reparos a un proyecto de electrificación rural generalmente son las que deben ceder derecho de servidumbre para el mantenimiento de las redes eléctricas. Estas personas podrían no estar satisfechas con la compensación ofrecida por ceder el derecho de paso en sus terrenos.

La información para conocer todos estos aspectos se puede recopilar con distintos instrumentos que recojan de manera fidedigna la participación de estos agentes. Para este efecto, es necesario acompañar evidencias de la realización de talleres, reuniones y actividades similares, tales como fotografías, listas firmadas de participantes y documentos de acuerdos como actas, entre otros. Al respecto revisar los Anexos 3, 4 y 5.

De manera específica, en coordinación con las autoridades locales, se pueden desarrollar “Talleres de Participación Pública”. En este, se identificarán los intereses, recursos, estrategias y conflictos percibidos por los beneficiarios (la población) y las entidades involucradas con la implementación y sostenimiento del proyecto. Estos talleres también facilitarán la comprensión de las inquietudes y percepciones de los participantes sobre los posibles impactos sociales, culturales y ambientales que puedan surgir en las diferentes etapas del proyecto de electrificación.

El formulador es responsable de convocar y llevar a cabo los talleres, utilizando todos los medios y mecanismos de comunicación disponibles, o comunicación directa cuando sea necesario. Los talleres se programarán en la fecha y hora que garanticen la mayor participación de los involucrados. Para los proyectos de electrificación rural puede ser pertinente desarrollar dos (2) Talleres de Participación Pública.

En estos talleres, se debe comprender mínimamente algunos aspectos. En primer lugar, se deben mencionar los objetivos, organización y metodología. Luego, se procede a la identificación de intereses, problemas y recursos, así como del problema central y brechas. Es importante indicarles a los asistentes los beneficios del uso de la energía, así como sus riesgos. Finalmente, se especifican los posibles impactos ambientales y los riesgos asociados al proyecto (durante su formulación y evaluación, ejecución y funcionamiento).

En los proyectos de electrificación rural, se pueden identificar diversos involucrados; sin embargo, la inclusión de estos en el capítulo de diagnóstico depende de la naturaleza del proyecto. En el siguiente listado, se presentan involucrados que comúnmente puede ser incluidos en proyectos de electrificación rural:

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

- Municipalidad Distrital
- Municipalidad Provincial
- Gobierno Regional
- Dirección General de Electrificación Rural (DGER)
- Empresa Concesionaria
- Adinelsa
- SERNAMP DREM/Región.
- Organizaciones y líderes principales de la sociedad civil
- Organizaciones vecinales
- Asociaciones de pequeños comerciantes
- Organizaciones de madres e instituciones educativas
- Propietarios, de terrenos por donde pasarán las líneas

Se recomienda sintetizar en una matriz el análisis, además de la población afectada expuesta en el punto 2, de los otros agentes involucrados, a partir de la identificación de sus intereses y expectativas, acuerdos y compromisos que puedan condicionar la sostenibilidad del PI, así como las estrategias que se pueden desarrollar en el proyecto para dar respuesta a los interés y expectativas de cada grupo involucrado (Ver Tabla 37 como ejemplo).

Recuadro N.º 28: Ejemplo de matriz de población afectada y otros involucrados

La matriz que se presenta a continuación muestra un ejemplo del análisis de la población afectada y otros involucrados, identificándolos, reconociendo el problema o situación negativa para cada uno de los grupos, sus interés o expectativas y las estrategias que plantea el PI con respecto a cada una a fin de establecer los acuerdos y compromisos necesarios.

Tabla 37. Matriz de población afectada y otros involucrados para un PI de servicio de energía eléctrica en Bellavista Callarú

GRUPOS INVOLUCRADOS	SITUACIÓN NEGATIVA PERCIBIDA	INTERESES O EXPECTATIVAS DE INVOLUCRADOS	ESTRATEGIAS DEL PI	ACUERDOS Y COMPROMISOS
Ministerio de Energía y Minas (Dirección General de Electrificación Rural del MINEM)	Las poblaciones rurales carecen de energía eléctrica para uso doméstico.	Que todas los centros poblados del proyecto cuenten con servicio de energía eléctrica con una infraestructura adecuada a su demanda.	Verificar que la ejecución del proyecto se de en cumplimiento a su reglamentación y en el marco de la planificación sectorial.	Participación activa en la formulación del PIP.
	Los centros poblados y los usuarios de las zonas rurales se encuentran dispersos.	Cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas y directivas referidas al sector energético.		Facilitar las gestiones para la obtención de licencias o autorizaciones.
Institución encargada del financiamiento	Existen brechas importantes de servicios públicos en la población.	Que la población reciba el servicio de electricidad de calidad.	Prestar asistencia en el diseño, financiamiento y ejecución del proyecto.	Financiar la ejecución del proyecto.
				Prestar asistencia técnica en el ciclo de

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

				inversión del proyecto.
Comité Eléctrico de Bellavista Callarú	Los consumos de energía en centros poblados similares son bajos.	Satisfacer las necesidades de energía eléctrica de sus usuarios.	Verificar y realizar seguimiento a la ejecución del PIP	Convenios Interinstitucionales para la operación y mantenimiento o acuerdos de transferencia de obra.
	Los costos de operación y mantenimiento son altos en zonas aisladas.			
Gobierno Regional de Loreto – Municipalidad Provincial de Mariscal Ramón Castilla	Retraso en el desarrollo económico de los centros poblados de la región.	Acceso de la población en el medio rural a energía eléctrica de calidad para el desarrollo económico en la zona.	Promover la coordinación y facilitar la información de los potenciales beneficiarios.	Convenios interinstitucionales.
	Carencia de servicios básicos.			
	Disconformidad de la población debido a la falta de servicio eléctrico.			Apoyo en la difusión del servicio para la población.
	Carencia de recursos financieros para mejorar el servicio de electricidad a sus centros poblados.			
Población del centro poblado Bellavista Callarú	Fuentes de energía limitadas y costosas que se utilizan para la iluminación, comunicaciones, entre otros.	Mejora de la calidad de vida mediante el acceso a fuentes de energías eficientes y confiables.	Presencia activa en los talleres participativos sobre la formulación del proyecto.	Cumplir con el pago de las tarifas por el consumo de energía eléctrica
	Desaprovechamiento de los usos adicionales de la energía eléctrica que no permite el desarrollo de actividades económicas.		Brindar facilidades a los formuladores y ejecutores del Proyecto.	
	Inseguridad en la zona dada la ausencia de alumbrado público.		Realizar un seguimiento organizado de la gestión del proyecto.	

Fuente: Elaboración propia.

Definición del problema, sus causas y sus efectos

En esta sección se presenta la identificación del problema central, sus causas y efectos para poder elaborar un árbol de problemas tentativo.

1.5. Problema central identificado

El problema central refleja la situación negativa que se ha identificado con la información encontrada en la sección de diagnóstico, ya que ésta afecta a la población en el área de estudio. Es importante que el problema sea identificado desde el lado de la demanda del servicio – una necesidad insatisfecha – y no desde la oferta, como servicio no brindado.

De esta manera, para los proyectos de electrificación rural, se plantea como problema central el siguiente:

Tabla 38. Definición del problema central

PROBLEMA CENTRAL
La población no accede a servicios de electricidad confiables y eficientes; o, La población cuenta con limitado acceso a servicios de electricidad confiables y eficientes.

Fuente: Elaboración propia.

La identificación del problema de esta manera permite reflejar dos situaciones posibles con respecto a los servicios de energía eléctrica:

- **Limitado:** la prestación del servicio no cumple con los estándares de calidad o no satisface la demanda actual.
- **No hay acceso:** la población no accede al servicio de energía eléctrica.

Una vez identificado el problema central, se debe presentar la evidencia concreta que sustente su definición. En la siguiente tabla, se presentan posibles evidencias de acuerdo al problema.

Tabla 39. Evidencia del problema central

PROBLEMA CENTRAL	EVIDENCIAS DEL PROBLEMA
La población no accede a servicios de electricidad confiables y eficientes.	No se cuenta con el servicio de energía eléctrica en el área de estudio; es decir, la oferta es inexistente.
La población cuenta con limitado acceso a servicios de electricidad confiables y eficientes.	No se cumplen con los estándares de calidad. Esto puede ser medido a través de los siguientes indicadores: <ul style="list-style-type: none">- SAIDI: mide la duración promedio de las interrupciones de energía eléctrica en horas.- SAIFI: contabiliza la frecuencia de las interrupciones del suministro eléctrico anualmente.- Estabilidad de la tensión del servicio.- Cobertura de la red eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de identificar el problema y sus evidencias, se debe verificar que (i) la intervención para dar solución al problema le corresponde al Estado, (ii) el problema debe ser atendido sólo mediante proyecto de inversión y (iii) permite explorar, por lo menos, una alternativa de solución.

1.6. Análisis de las causas

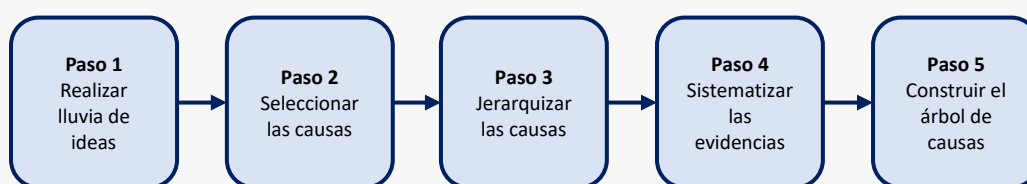
Este análisis consiste en extraer y sistematizar los resultados del diagnóstico del territorio, de la población afectada, de la UP y de los otros involucrados. Asimismo, se debe tener en cuenta la relación de causa-efecto para organizar la información del diagnóstico dentro de la estructura del árbol de problemas. Para ello resulta pertinente organizar las causas de la siguiente manera:

- Causas directas (CD): Son las que explican directamente el problema central. Estas pueden ser determinadas desde dos perspectivas:
 - i) Causas vinculadas a la oferta: resultan del análisis del desempeño de los factores de producción de la UP en el proceso de producción del bien o servicio.
 - ii) Causas vinculadas a la demanda: asociado a aquellos factores del entorno social, cultural, religioso, geográfico y económico que dificultan o limitan el acceso a un determinado servicio público.
- Causas indirectas (CI): Son las que permiten explicar el origen de las causas directas. Su adecuada identificación contribuye al planteamiento de un conjunto de acciones pertinentes y por ende a la construcción de soluciones frente al problema identificado.

Recuadro N.º 29: Procedimiento para elaborar el árbol de problemas

El procedimiento teórico para la elaboración de un árbol de problemas es el siguiente:

Gráfico 12. Pasos para elaborar el árbol de problemas



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1: Realizar lluvia de ideas

Para encontrar las causas del problema lo más recomendable es que, sobre la base del diagnóstico elaborado, se realice un listado, lo más extenso posible, de todo aquello que se considere puede estar causando el problema que se ha identificado.

Paso 2: Seleccionar las causas

Del listado de causas indicado en el paso anterior, descartar aquellas que no pueden ser resueltas con el proyecto o no se relacionan con el problema.

Paso 3: Jerarquizar las causas

Agrupar las causas seleccionadas por su vinculación con el problema y ordenarlas según la relación causal entre ellas y con el problema (cadena causal). Las causas directamente relacionadas con el problema, como su nombre indica, son las causas directas y aquellas que explican dichas causas son las causas indirectas.

Paso 4: Sistematizar las evidencias

Sustentar la existencia de las causas con evidencias (indicadores cuantitativos, cualitativos y material fotográfico) basadas en el diagnóstico realizado, tanto para la población afectada por el problema como para la UP.

Paso 5: Construir el árbol de causas

Seleccionadas y jerarquizadas las causas directas e indirectas, se procede a presentar gráficamente dicha interrelación, de manera que se muestre la lógica causal.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

En los proyectos de electrificación rural, se suelen encontrar causas comunes, por lo que los **pasos 1 al 3**, del gráfico 12, generalmente conducen a la siguiente estructura de causas.

- a) Reducida disponibilidad de infraestructura eléctrica.
- b) Insuficiente gestión del sistema eléctrico.
- c) Poco conocimiento en el uso eficiente y productivo de energía eléctrica.

La primera causa directa se desarrolla en cuatro aristas o causas indirectas y, la segunda, se desarrolla en dos. Es relevante tomar en cuenta que estas pueden incluirse o no en el análisis de acuerdo a cada proyecto en particular.

En la Tabla 40, se especifican las causas indirectas correspondiente a cada causa directa mencionada anteriormente.

Tabla 40. Definición de las causas

CAUSAS DIRECTAS	CAUSAS INDIRECTAS
CD1. Reducida disponibilidad de infraestructura eléctrica.	CI1.1. Deficiente infraestructura de generación de electricidad en zonas.
	CI1.2. Deficiente infraestructura de transmisión de electricidad en zonas.
	CI1.3. Deficiente infraestructura de distribución de electricidad en zonas.
	CI1.4. Instalaciones interiores de las viviendas deficientes.
CD2. Insuficiente gestión del sistema eléctrico.	CI2.1. Operación por institución no especializada de sistemas eléctricos rurales.
CD3. Poco conocimiento en el uso eficiente y productivo de energía eléctrica.	CI3.1. Limitada difusión de información sobre el uso eficiente de electricidad.
	CI3.2. Insuficiente difusión de información sobre el uso productivo de la electricidad.

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, para completar **el Paso 4**, a modo de ejemplo, se presenta el sustento (evidencias) para cada causa directa e indirecta.

Tabla 41. Evidencias de las causas

CAUSAS	EVIDENCIAS
CD1. Reducida disponibilidad de infraestructura eléctrica.	A través de una encuesta, se puede calcular el porcentaje de la población que cuenta con el servicio de energía eléctrica o no. También, se puede recabar información sobre la calidad del servicio o cómo la población complementa su falta de acceso al mismo.

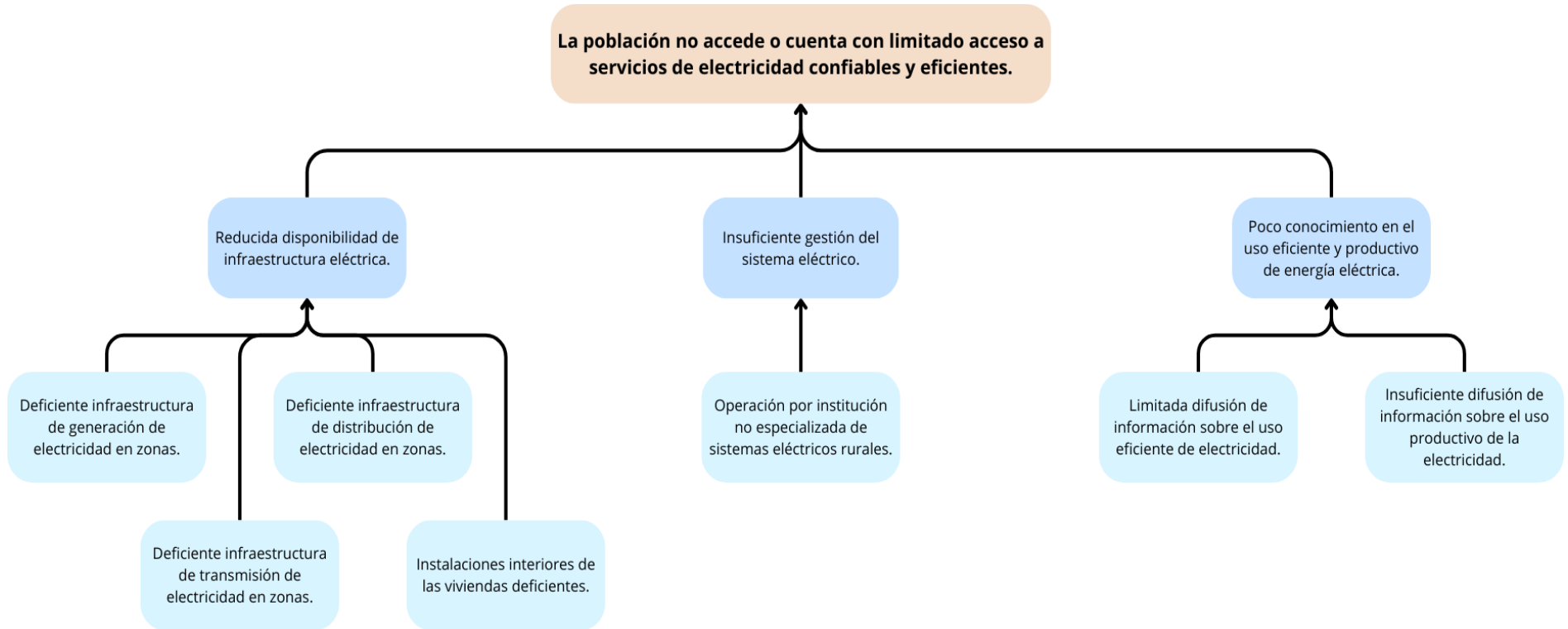
Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

CAUSAS	EVIDENCIAS
CI1.1. Deficiente infraestructura de generación de electricidad en zonas.	Se debe presentar evidencia de las condiciones actuales inadecuadas de los equipos de generación eléctrica sea una subestación, pequeña central hidroeléctrica o central fotovoltaica.
CI1.2. Deficiente infraestructura de transmisión de electricidad en zonas.	Hacer referencia al limitado número de transformadores o la inadecuada condición de estos. Asimismo, se puede mencionar la limitada capacidad de la línea de transmisión.
CI1.3. Deficiente infraestructura de distribución de electricidad en zonas.	Se debe hacer referencia a las inadecuadas condiciones de las líneas de baja tensión.
CI1.4. Instalaciones interiores de las viviendas deficientes.	Se menciona que la población no cuenta con la correcta implementación de instalaciones interiores.
CD2. Insuficiente gestión del sistema eléctrico.	Mencionar que el sistema, de existir, se encuentra inoperativo o que cuenta con un mantenimiento inadecuado. Además, mencionar la institución o entidad que, actualmente, se responsabiliza del mantenimiento del sistema y de sus componentes.
CI2.1. Operación por institución no especializada de sistemas eléctricos rurales.	Se debe mencionar que el personal actual no cuenta con la especialización para el manejo del servicio. Evidenciar la ausencia o la insuficiencia de los procesos actuales y sus ineficiencias sobre el mantenimiento, reposición, monitoreo, entre otros.
CD3. Poco conocimiento en el uso eficiente y productivo de energía eléctrica.	La población no tiene conocimientos del uso de medidores para estimar su consumo.
CI3.1. Limitada difusión de información sobre el uso eficiente de electricidad.	La población no ha recibido orientación sobre eficiencia y seguridad en el consumo de electricidad, de parte de una entidad especializada en distribución de electricidad.
CI3.2. Insuficiente difusión de información sobre el uso productivo de la electricidad.	La mayoría de la población no ha recibido capacitación en el uso productivo de la electricidad.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, como indica el **Paso 5**, se grafica el árbol de causas del problema (Gráfico 13).

Gráfico 13. Árbol de causas del problema



Fuente: Elaboración propia.

1.7. Análisis de los efectos

Se debe realizar una correcta identificación de los efectos del problema porque permite conocer cuáles serán los resultados y los beneficios que se obtendrán con la solución del problema central. Para este punto, se debe realizar una selección de los efectos que se consideran más relevantes y que reflejan la situación actual, así como los efectos que se podrían presentar en el futuro si no se resuelve el problema.

Los efectos se deben agrupar por su vinculación con el problema y ordenarlos según la relación causal entre ellos y con el problema central. Los efectos directos (ED) se manifiestan en la población afectada. Por otro lado, los efectos indirectos (EI) se encuentran vinculados con otros mercados de servicios que están relacionados con el mercado donde intervendrá el proyecto de inversión.

De esta manera, en la siguiente tabla, a modo de ejemplo, se presentan los efectos directos e indirectos posibles relacionados a los proyectos de electrificación rural. La selección de los efectos corresponderá a cada proyecto particular que se formule.

Tabla 42. Definición de los efectos

EFFECTOS DIRECTOS	EFFECTOS INDIRECTOS
ED1. Restricciones en el desarrollo de actividades productivas y cotidianas debido a la falta de electricidad.	EI1.1. Reducidas posibilidades de incrementar ingresos.
	EI1.2. Reducidas posibilidades de satisfacer las necesidades básicas de los hogares.
ED2. Limitada disponibilidad de atención de servicios básicos.	EI2.1. Deficiente calidad de la educación y la salud pública.
ED3. Limitada disponibilidad de espacios públicos iluminados.	EI3.1. Incremento de riesgos de seguridad para los habitantes.
ED4. Uso de fuentes de energía ineficientes.	EI4.1. Incremento de emisión de gases de efecto invernadero.

Fuente: Elaboración propia.

Además, al igual que para las causas, se debe sustentar cada efecto seleccionado. El sustento de los efectos directos e indirectos se puede apoyar en una variedad de fuentes como literatura especializada, opinión de expertos, indicadores cuantitativos, cualitativos, fotografías, testimonios, entre otros. La siguiente tabla desarrolla la sección de evidencias para cada efecto directo e indirecto mencionado anteriormente.

Tabla 43. Evidencias de los efectos

EFFECTOS	EVIDENCIAS
ED1. Restricciones en el desarrollo de actividades productivas y cotidianas debido a la falta de electricidad.	La limitada capacidad de la oferta de servicio eléctrico limita la posibilidad de usar motores eléctricos con fines productivos.
EI1.1. Reducidas posibilidades de incrementar ingresos.	A través del ingreso promedio mensual, se puede observar que la población no cuenta con mayores oportunidades de laborar de noche o utilizar equipos que les permita ser más productivos.
EI1.2. Reducidas posibilidades de satisfacer las necesidades básicas de los hogares.	La limitada disponibilidad de energía en las viviendas no permite utilizar electrodomésticos como refrigeradora, televisores y radios o iluminar la vivienda de ser necesario.
ED2. Limitada disponibilidad de atención de servicios básicos.	Ante pocas horas de prestación del servicio eléctrico, se restringe la calidad y horas de uso de los servicios básicos.
EI2.1. Deficiente calidad de la educación y la salud pública.	Se puede demostrar a través de una encuesta a la población para calificar su percepción de calidad de los servicios de educación y salud.
ED3. Limitada disponibilidad de espacios públicos iluminados.	Indicar si el servicio de iluminación por alumbrado público funciona por pocas horas por la inoperatividad del servicio existente.
EI3.1. Incremento de riesgos de seguridad para los habitantes.	De no tener alumbrado público, incrementa la inseguridad de la zona. Esto se puede medir a través de la tasa de criminalidad o la percepción de inseguridad de la población.
ED4. Uso de fuentes de energía ineficientes.	Se menciona el uso en otras fuentes de energía (baterías automotrices, mecheros, linterna, velas, entre otros) de las viviendas.
EI4.1. Incremento de emisión de gases de efecto invernadero.	El uso de las fuentes ineficientes incrementa la emisión de gases de efecto invernadero, por lo que se puede usar un indicador de emisiones de carbono del equipo térmico.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se debe identificar el efecto final que deberá estar vinculado con los efectos directos e indirectos y reflejará la relación del proyecto con las políticas sectoriales, regionales o locales.

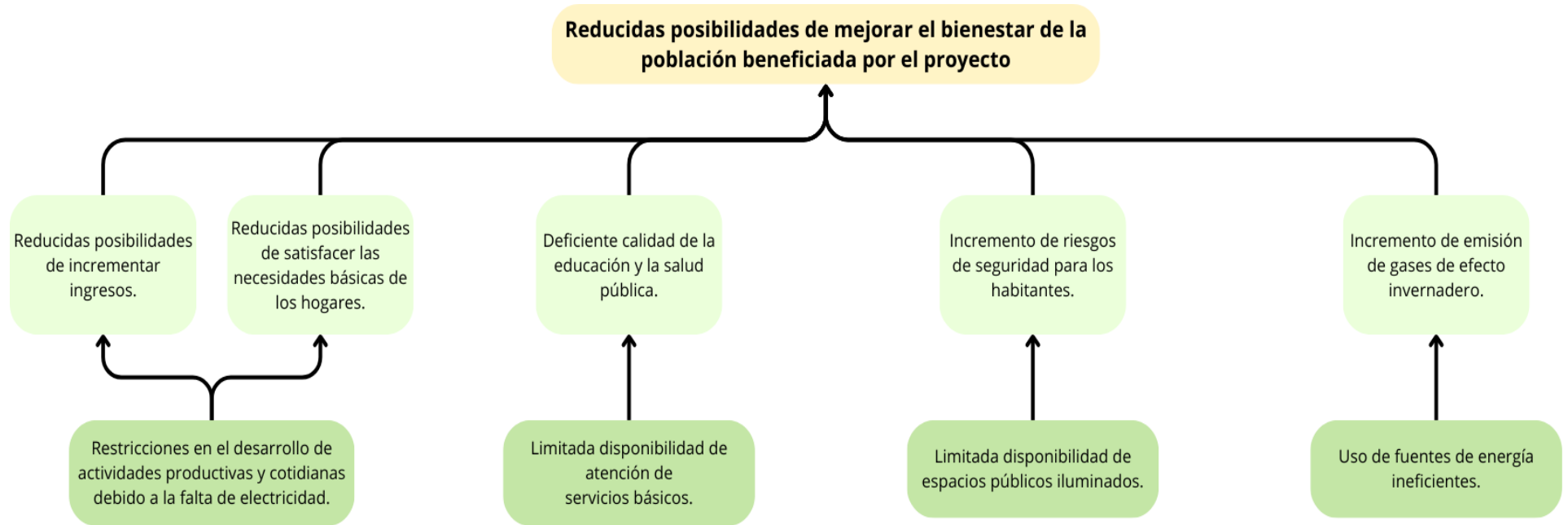
Tabla 44. Definición del efecto final

EFECTO FINAL
Reducidas posibilidades de mejorar el bienestar de la población beneficiada por el proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Una vez seleccionados y jerarquizados los efectos directos e indirectos, se debe proceder a presentar gráficamente dicha interrelación, de manera que se muestre la lógica causal. Será necesario cerrar el árbol con el efecto final que se haya identificado (Gráfico 14).

Gráfico 14. Árbol de efectos del problema

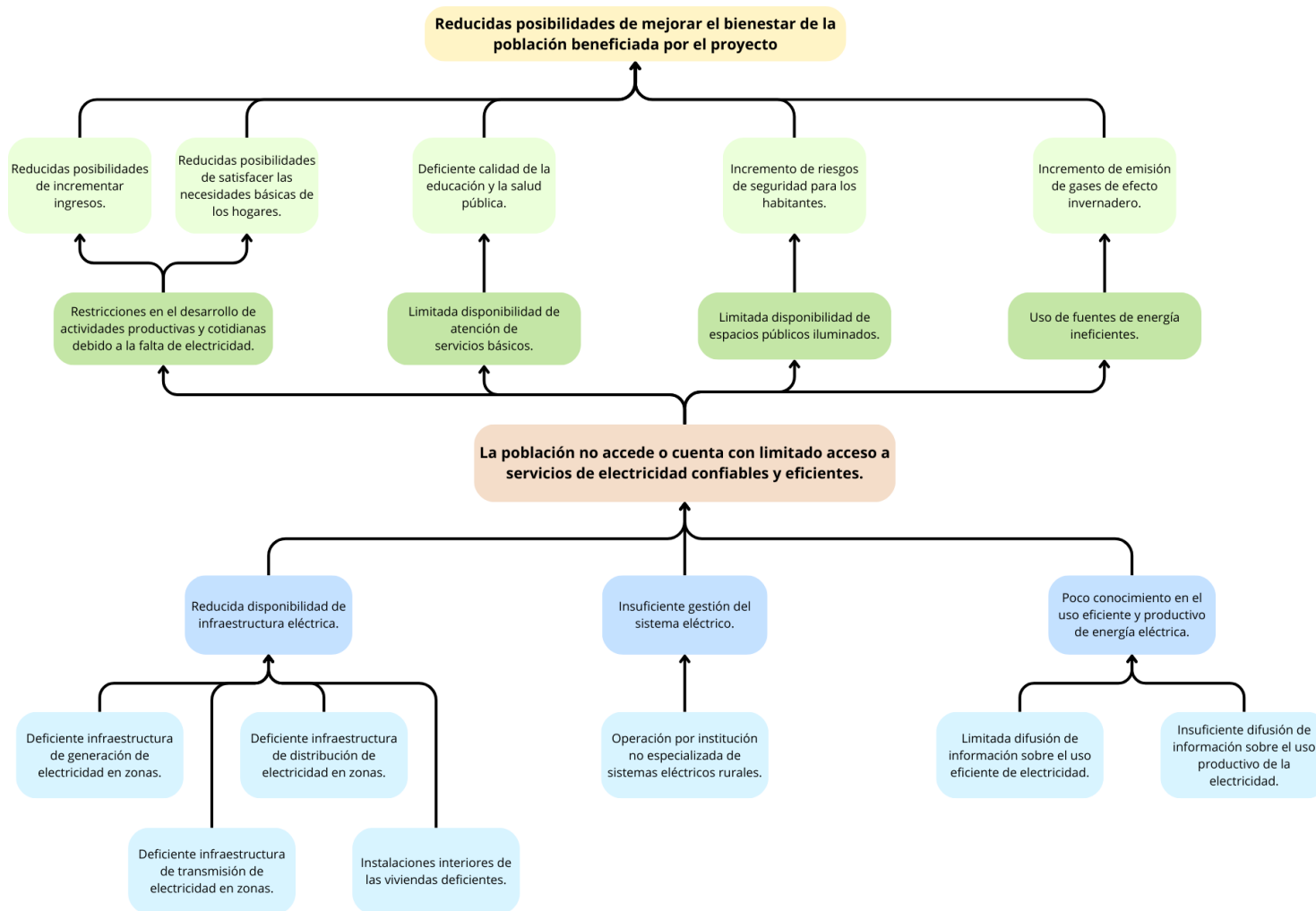


Fuente: Elaboración propia.

1.8. Árbol de causas y efectos

Finalmente, se debe culminar el análisis uniendo el árbol de causas con el árbol de efectos, lo que dará lugar al Árbol de Causas y Efectos. El Gráfico 15 muestra la integración del árbol de causas-efectos con los gráficos presentados en secciones anteriores. Se puede apreciar que hay más de un nivel de causas que generan el problema.

Gráfico 15. Árbol de problemas



Fuente: Elaboración propia.

Planteamiento del proyecto

Una vez definido el problema central y cuáles son sus causas y sus efectos, se puede plantear el proyecto precisando la situación deseada con la ejecución del proyecto de electrificación rural; es decir, el objetivo central, los medios y los fines del PI que se resumen en el Árbol de Medios y Fines. Este análisis permitirá identificar las alternativas de solución. El árbol de medios y fines se elabora, en una primera parte, convirtiendo las causas en medios para conseguir un objetivo central (que en este caso sería la solución al problema central). En la segunda parte, se transforman los efectos en fines alcanzados debido a la consecución del objetivo central.

1.9. El objetivo central

El objetivo central es la situación deseada que se pretende lograr luego de la intervención con el proyecto. Este objetivo siempre estará asociado a la solución del problema central, por ello, la forma más fácil de definirlo es a través de la identificación de la situación deseada con el problema solucionado. Es decir, el planteamiento del objetivo central se consigue expresando el problema central identificado en positivo. Así, la siguiente tabla, presenta el posible objetivo central de los problemas identificados en secciones anteriores.

Tabla 45. Definición del objetivo central

PROBLEMA CENTRAL	OBJETIVO CENTRAL
La población no accede a servicios de electricidad confiables y eficientes.	La población accede a servicios de electricidad confiables y eficientes.
La población cuenta con limitado acceso a servicios de electricidad confiables y eficientes.	La población cuenta con adecuado acceso a servicios de electricidad confiables y eficientes.

Fuente: Elaboración propia.

1.10. Análisis de los medios

Para alcanzar el objetivo central se deben resolver las causas indirectas que lo generan. En este sentido, las causas se transforman en los medios a través de los cuales se logrará solucionar el problema. Las causas directas son las que se convierten en medios de primer nivel, mientras que las causas indirectas del último nivel constituyen los medios fundamentales.

También, los medios deben reflejar los cambios específicos que se espera alcanzar con las intervenciones previstas para lograr que se cumpla el objetivo central del proyecto. La forma más sencilla de definirlos es colocando en positivo las causas que originan el problema central que se plasmaron en el árbol de causas y efectos. La siguiente tabla presenta los medios de primer nivel y los medios fundamentales para las causas definidas.

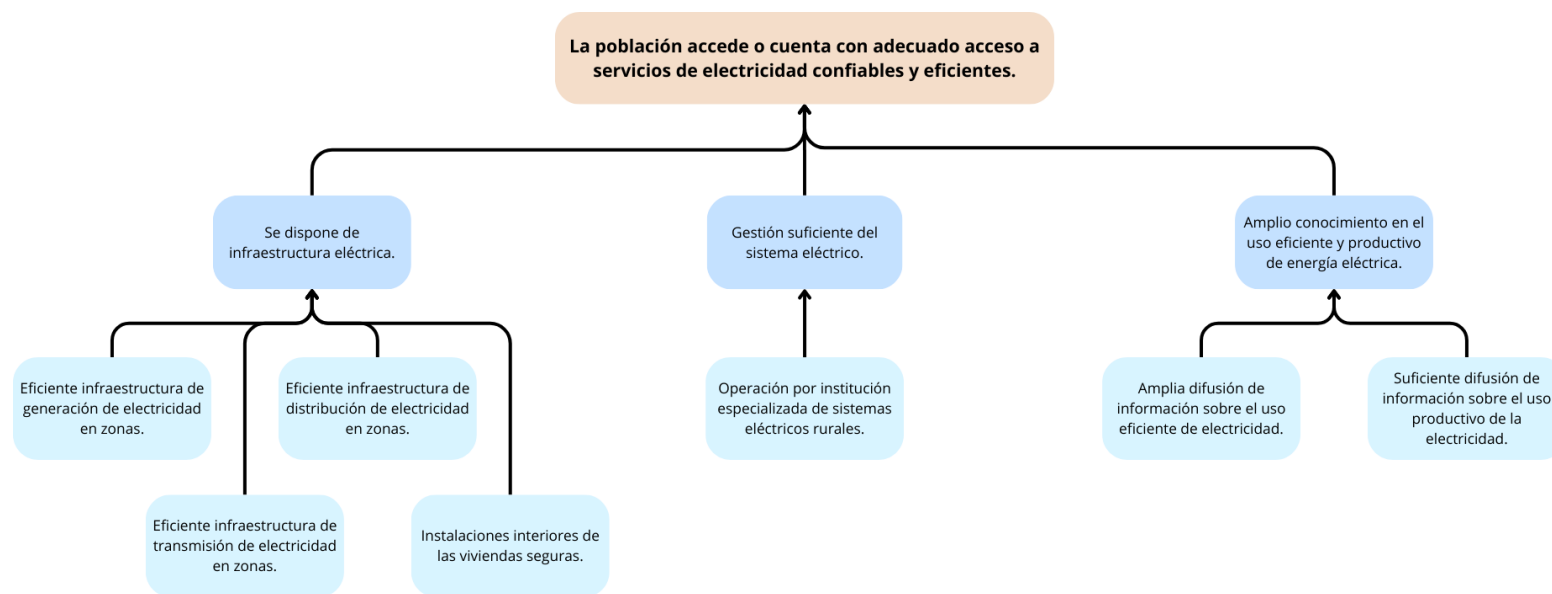
Tabla 46. Definición de los medios

MEDIOS DE PRIMER NIVEL	MEDIOS FUNDAMENTALES
Se dispone de infraestructura eléctrica.	MF1.1. Eficiente infraestructura de generación de electricidad en zonas.
	MF1.2. Eficiente infraestructura de transmisión de electricidad en zonas.
	MF1.3. Eficiente infraestructura de distribución de electricidad en zonas.
	MF1.4. Instalaciones interiores de las viviendas seguras.
Gestión eficiente del sistema eléctrico.	MF2.1. Operación por institución especializada de sistemas eléctricos rurales.
Amplio conocimiento en el uso eficiente y productivo de energía eléctrica.	MF3.1. Amplia difusión de información sobre el uso eficiente de electricidad.
	MF3.2. Suficiente difusión de información sobre el uso productivo de la electricidad.

Fuente: Elaboración propia.

Así, presentamos gráficamente el árbol de medios de acuerdo a lo definido en la tabla anterior.

Gráfico 16. Árbol de medios



Fuente: Elaboración propia.

1.11. Análisis de los fines

Alcanzar el objetivo del proyecto generará consecuencias positivas para la población beneficiada por la ejecución del proyecto y, en algunos casos, a terceros (según lo analizado en otros agentes involucrados). A estas consecuencias positivas se llaman los fines del PI. Estos fines se clasifican en directos e indirectos.

Consecuentemente con la construcción de los medios, la manera más práctica de definir los fines es expresando los efectos del problema central de manera positiva. En otras palabras, los fines que se alcanzará con el PI están relacionados con la reversión de los efectos del problema y constituyen la base para la identificación de los beneficios del proyecto.

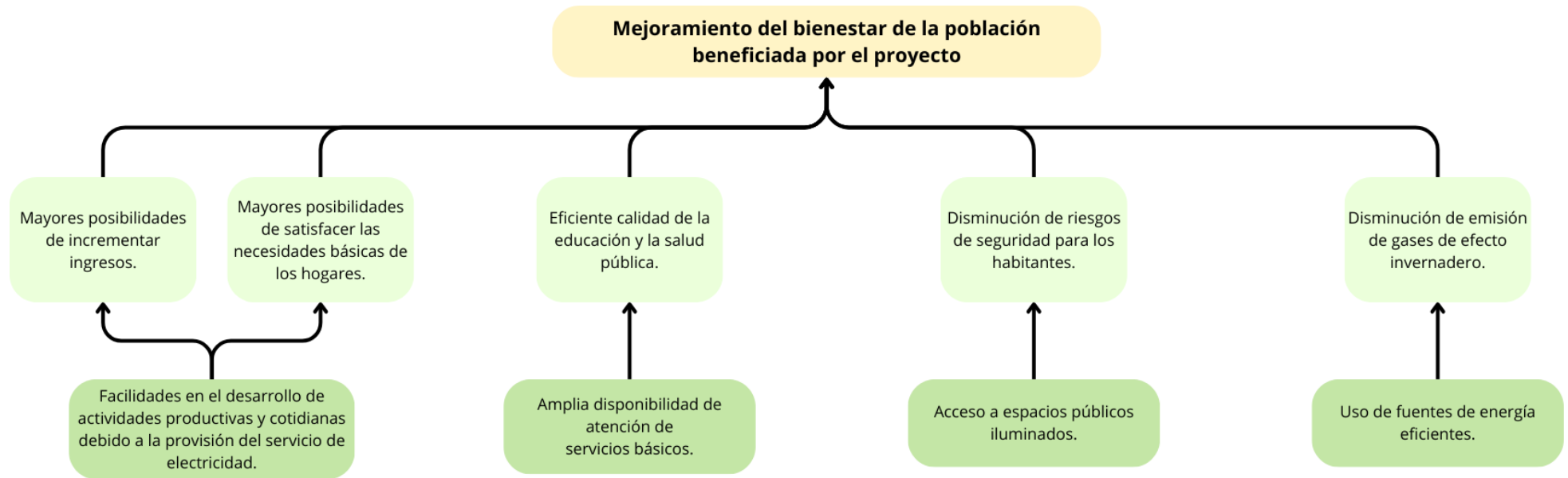
Tabla 47. Definición de los fines

FINES DIRECTOS	FINES INDIRECTOS
FD1. Facilidades en el desarrollo de actividades productivas y cotidianas debido a la provisión del servicio de electricidad.	FI1.1. Mayores posibilidades de incrementar ingresos.
	FI1.2. Mayores posibilidades de satisfacer las necesidades básicas de los hogares.
FD2. Amplia disponibilidad de atención de servicios básicos.	FI2.1. Eficiente calidad de la educación y la salud pública.
FD3. Acceso a espacios públicos iluminados.	FI3.1. Disminución de riesgos de seguridad para los habitantes.
FD4. Uso de fuentes de energía eficientes.	FI4.1. Disminución de emisión de gases de efecto invernadero.

Fuente: Elaboración propia.

Además, el fin último es un objetivo de desarrollo, a cuyo logro contribuye el PI. Para los fines del proyecto se debe identificar los indicadores de resultados con los cuales se podrá verificar, durante la Fase de Funcionamiento del PI, si se está alcanzando el objetivo central y de esa manera, contribuir al fin último. Estos indicadores, luego, son los que deberán incorporarse en la Matriz de Marco Lógico.

Gráfico 17. Árbol de fines

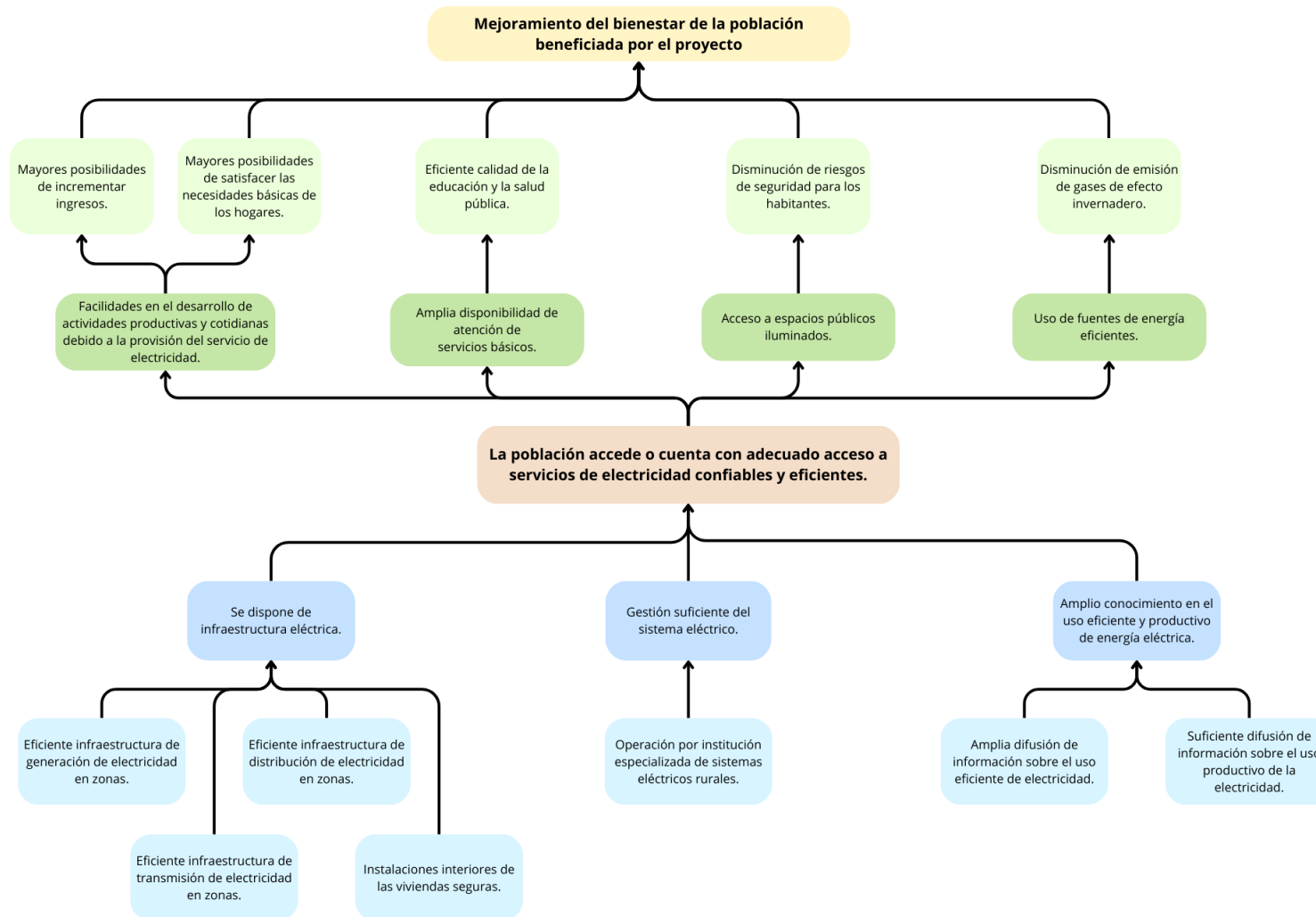


Fuente: Fuente: Elaboración propia.

1.12. Árbol de medios y fines

Finalmente, se debe culminar el análisis uniendo el árbol de medios con el árbol de fines, lo que dará lugar al Árbol de medios y fines. El Gráfico 18 muestra la integración mencionada con los gráficos presentados en secciones anteriores.

Gráfico 18. Árbol de medios y fines



Fuente: Fuente: Elaboración propia.

1.13. Planteamiento de alternativas de solución

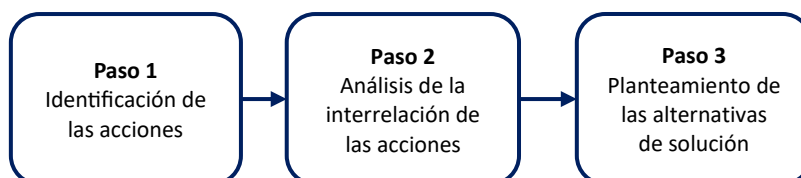
Con el objetivo central y los medios fundamentales identificados, se debe plantear las alternativas de solución. Estas deben tener relación con el objetivo central y ser técnicamente posibles, pertinentes y comparables.

- **Técnicamente posibles:** las acciones planteadas en cada alternativa son posibles de ejecutar.
- **Pertinentes:** Las alternativas son adecuadas a la realidad local, permiten resolver el problema y cumplen con las normas técnicas aplicables al proyecto.
- **Comparables:** Las alternativas brindan el mismo nivel de servicio.

Las alternativas de solución son las opciones que resultan del análisis de los medios fundamentales que conllevan al logro del objetivo central del proyecto de inversión. Una alternativa de solución es un conjunto de acciones orientadas al logro de los medios fundamentales. Generalmente una acción genera o modifica un activo que formará parte de una Unidad Productora o que contribuirá al acceso a su servicio. La acción entonces puede estar vinculado a la demanda o a la oferta del servicio. Para los proyectos de electrificación rural, se pueden dar casos en los que sólo se identifique una alternativa de solución única.

La Guía General para la Identificación, Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión presenta tres pasos para poder identificar la alternativa de solución.

Gráfico 19. Pasos para la identificación de la alternativa de solución



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1: Identificación de las acciones

Para cada medio fundamental (asociado a una causa indirecta o de nivel inferior), se debe identificar todas las acciones posibles que permitan que dichos medios puedan ser logrados. Es muy importante que se haga el mayor esfuerzo posible en la identificación de las acciones con las que se podría lograr cada medio fundamental, pues de ello depende poder plantear la alternativa de solución.

Los componentes son los organizadores de estas acciones. En principio, estas acciones se deben organizar en componentes que podrían definirse desde los medios de primer nivel, de tal forma que se facilite la gestión de las mismas durante la fase de Ejecución.

Paso 2: Análisis de la interrelación de las acciones

Cuando se hayan identificado las acciones que correspondan en cada medio fundamental, se debe analizar la relación entre ellas para determinar la siguiente clasificación:

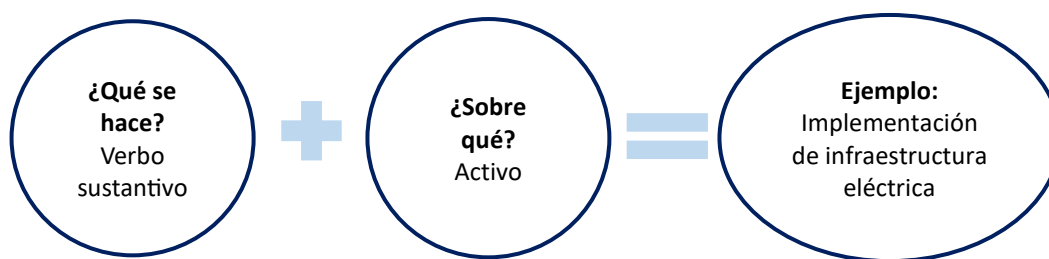
- **Mutuamente excluyentes:** que no pueden llevarse a cabo al mismo tiempo en un mismo proyecto; es decir se ejecuta una o la otra.
- **Complementarias:** aquellas que necesariamente deben hacerse de manera conjunta.
- **Independientes:** que pueden ser ejecutadas independientemente de la ejecución de otras acciones.

Las acciones pueden estar referidas a modificar la demanda por el servicio, por ejemplo, mediante campañas de sensibilización o capacitación a la población beneficiaria. Asimismo, las acciones pueden ser procesos de creación o modificación de un activo de la UP; en este caso, el conjunto de acciones conduce a la implementación del servicio de una UP.

Las características principales de las acciones son las siguientes:

- Las acciones comprenden un conjunto de actividades.
- Las acciones son agregadas, teniendo en cuenta lo siguiente: No son tan amplias o generales que se asemejen por sí sola a una UP; sin embargo, no son tan detalladas o desagregadas que representen actividades o tareas muy específicas.
- Las acciones se redactan de la siguiente manera:

Gráfico 20. Redacción de las acciones



Fuente: Elaboración propia.

Cuando las acciones intervienen sobre un activo, se debe identificar el tipo de factor de producción, los cuales pueden ser infraestructura, mobiliario, equipo, vehículo, terreno, intangible e infraestructura natural.

Paso 3: Planteamiento de las alternativas de solución

A partir del resultado del análisis de interrelación entre las acciones derivadas de los medios fundamentales, se forman las alternativas de solución, las cuales están integradas por acciones mutuamente excluyentes y grupos de acciones que son complementarias y/o independientes.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Así, presentamos en la siguiente tabla una propuesta de acciones para los medios fundamentales definidos anteriormente para un proyecto de electrificación rural.

Tabla 48. Acciones necesarias para cumplir los medios fundamentales

CI	MEDIO FUNDAMENTAL	ACCIONES	ANÁLISIS
CI1.1	MF1.1. Eficiente infraestructura de generación de electricidad en zonas aisladas.	Implementación de infraestructura adecuada para generación de electricidad en media tensión.	Complementaria con MF1.2 y MF1.3
CI1.2	MF1.2. Eficiente infraestructura de transmisión de electricidad en zonas aisladas.	Implementación de infraestructura adecuada para transmisión de electricidad en media tensión.	Complementaria con MF1.1 y MF1.3
CI1.3	MF1.3. Eficiente infraestructura de distribución de electricidad en zonas aisladas.	Implementación de infraestructura adecuada para distribución de electricidad en media tensión.	Complementaria con MF1.1 y MF1.2
CI1.4	MF1.4. Instalaciones interiores de las viviendas seguras.	Realizar conexiones eléctricas básicas en el interior de las viviendas.	Independiente
CI2.1	MF2.1. Operación por institución especializada de sistemas eléctricos rurales aislados.	Se implementan instrumentos para la eficiente gestión comercial y técnica de sistemas aislados.	Complementaria con MF2.2
CI3.1	MF3.1. Amplia difusión de información sobre el uso eficiente de electricidad.	Capacitar a la población en el uso eficiente y seguro de la electricidad.	Complementaria con MF3.2
CI3.2	MF3.2. Suficiente difusión de información sobre el uso productivo de la electricidad.	Capacitar a la población en el uso productivo y seguro de la electricidad.	Complementaria con MF3.1

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, podemos determinar que la posible alternativa de solución única es la siguiente:

Tabla 49. Conjunto de acciones para la alternativa de solución única

ALTERNATIVA	CONJUNTO DE ACCIONES
Alternativa única	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar la infraestructura necesaria. • Instalar tecnología actualizada. • Capacitar a la población en el uso eficiente, seguro de la electricidad. • Contar con mecanismos para asegurar la operación y mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia.

2. CAPÍTULO II: Módulo de Formulación

El módulo de formulación debe permitir lo siguiente:

- Definir el horizonte de evaluación del PI.
- Realizar el estudio de demanda por energía eléctrica del PI.
- Plantear las alternativas técnicas en base al análisis técnico de tamaño, localización y tecnología, considerando la gestión del riesgo de desastres y la mitigación de los probables impactos ambientales negativos de las intervenciones propuestas.
- Plantear la gestión del proyecto en las fases de Ejecución y Funcionamiento.
- Establecer las metas físicas para cada alternativa técnica.
- Estimar los costos totales e incrementales de cada una de las alternativas técnicas.

Recuadro N.º 30: Formulación

El objetivo del módulo de Formulación es dimensionar el servicio de energía eléctrica en función a la población demandante y plantear alternativas técnicas a fin de estimar los costos del proyecto. Para ello, se debe seguir un proceso cuyos elementos principales son los siguientes:

1. **Horizonte de evaluación.** Se define en base a la duración de las fases de Ejecución y Funcionamiento
2. **Análisis de la demanda y determinación de la brecha del proyecto.** La demanda refleja la necesidad de electricidad de la población demandante en un tiempo determinado, la cual se mide en términos de cantidad y calidad. Por su parte, la brecha oferta-demanda se determina a partir de la comparación entre la demanda con proyecto y la oferta optimizada estimada en el diagnóstico de la UP.
3. **Aspectos técnicos.** Consiste en el análisis y desarrollo de las alternativas técnicas y su relación con las alternativas de solución. Para realizar este análisis se debe tener en cuenta los niveles de servicio, estándares de calidad, normas técnicas sectoriales o nacionales, entre otros.

El uso de los factores condicionantes en el análisis técnico define las alternativas técnicas factibles sujetas a la evaluación social. Asimismo, este análisis considera el análisis ambiental y la gestión de riesgos de desastre. Los aspectos técnicos se desarrollan teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

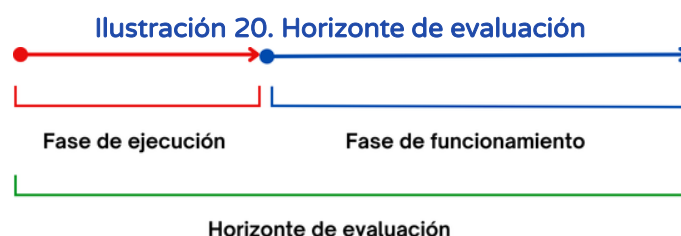
- a. Tamaño
- b. Localización
- c. Tecnología
- d. Planteamiento de alternativas técnicas factibles
- e. Diseño preliminar
- f. Metas físicas

4. **Gestión del proyecto.** Es el proceso de planeamiento, ejecución y control de las acciones por parte de la Unidad Ejecutora que conducen el logro del objetivo central del proyecto: La población accede a servicios de electricidad confiables y eficientes o La población cuenta con adecuado acceso a servicios de electricidad confiables y eficientes. Este análisis incluye un plan de implementación y se aborda para las fases de Ejecución y Funcionamiento.
5. **Costos.** Los costos a precios de mercado, de cada alternativa técnica factible, se estiman sobre la base de las metas físicas y la aplicación de precios por unidad de medida (precios unitarios) tanto para la inversión como para los costos de operación y mantenimiento.

1. Horizonte de evaluación

El horizonte de evaluación de un PI se refiere al período de tiempo que comprende la fase de ejecución y la fase de funcionamiento, y sirve para determinar los flujos de costos y beneficios que serán sujeto de evaluación.

Para la fase de ejecución se deberá considerar el tiempo previsto para la elaboración de los expedientes técnicos o documentos equivalentes y la ejecución de las acciones (ejecución física), el cual incluye los tiempos que llevan los procesos de contrataciones, permisos, licencias, entre otros³⁶. Para la fase de funcionamiento se deberá considerar el tiempo esperado durante el cual la UP puede brindar servicios a la población beneficiaria, conforme al nivel de servicios y/o normas técnicas establecidos por el Sector competente.



Fuente: Guía General (2024)

Para la definición del horizonte de evaluación, la UF deberá tomar en cuenta los siguientes criterios:

- El periodo que toma la fase de ejecución del proyecto.
- La vida útil de los activos principales. Es importante considerar que la vida útil de los activos puede variar según las condiciones específicas del proyecto y la región. Otros factores que influyen en la vida útil de los activos son: la calidad de los materiales y equipos, condiciones ambientales, mantenimiento, reparaciones carga y demanda de la red, entre otros.

Para los proyectos de electrificación rural, el periodo de funcionamiento ya está definido por las normativas y directrices del Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

³⁶ Esta información se deriva del cronograma del plan de implementación del proyecto.

y el Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones (SNPMGI), y suele ser de 20 años.

La obsolescencia tecnológica no es un factor determinante en los proyectos de electrificación rural por extensión de redes. En cambio, una central de generación fotovoltaica sí puede verse afectada por la obsolescencia tecnológica y en ese sentido cabe la opción de reemplazarlas al cabo de un periodo o hacer crecer su capacidad modularmente; en tanto que el activo principal es la red eléctrica. En este contexto, es recomendable que las baterías sean consideradas con un enfoque modular que permita su ampliación progresiva. Inicialmente, puede instalarse una capacidad de almacenamiento adecuada a las necesidades energéticas inmediatas, con la posibilidad de ampliarla posteriormente.

Recuadro N.º 31: Horizonte de evaluación para un proyecto de inversión

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de horizonte de evaluación de los proyectos de inversión acorde a las tecnologías del PI, considerando el tiempo para la fase de Ejecución y fase de Funcionamiento.

Tabla 50. Horizonte de evaluación de los proyectos de inversión

Tecnología del PI	Fase de Ejecución (a)	Fase de Funcionamiento (b)	Horizonte de Evaluación Total (a+b)
Extensión de redes eléctricas	1 – 2 años	20 años	21 – 22 años
Central fotovoltaica con red de distribución	1 año	20 años	21 años
Módulos fotovoltaicos domiciliarios	< 1 año	20 años	21 años
Mini central hidroeléctrica	2 años	20 años	22 años

Fuente: Elaboración propia.

2. Análisis del Mercado del Servicio

El análisis de mercado permite determinar la brecha del proyecto considerando la capacidad de producción optimizada estimada en el diagnóstico de la UP para la atención de la demanda del servicio de energía eléctrica durante su horizonte de evaluación.

Para la estimación y proyección de la demanda de servicio de un proyecto de electrificación rural, en la gran mayoría de los casos, las variables principales a tomar en cuenta son el número de conexiones a electrificar del área de influencia (entre las que puede haber viviendas, centros de salud, institutos de educación, etc.) y el crecimiento esperado del centro poblado.

2.1. Análisis de la Demanda del Servicio

En los proyectos de electrificación rural la demanda del servicio se entiende como la demanda por energía eléctrica de la población beneficiaria del proyecto, en un

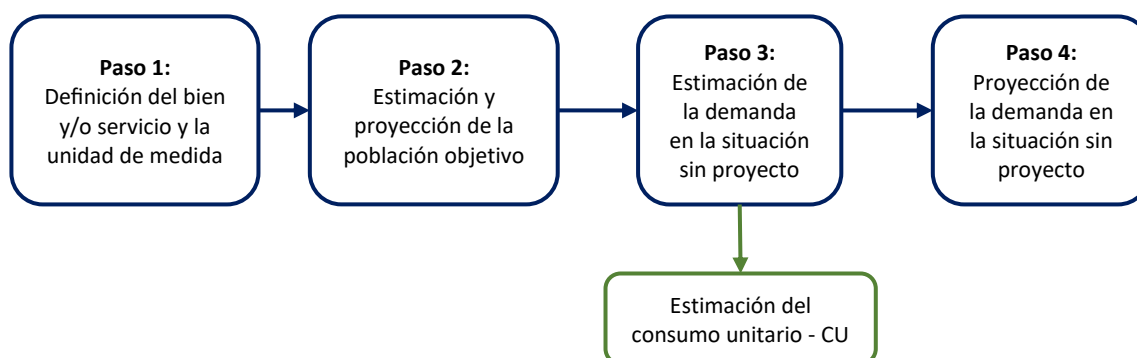
periodo determinado, la cual se mide en términos de cantidad y calidad. Para estimar la demanda se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:

- 1) El servicio que se proporcionará en la fase de funcionamiento es el de distribución de electricidad. Su unidad de medida es en energía (kWh/mes) y potencia (kW). La energía es un flujo que se consume, la potencia es una capacidad para brindar el flujo.
- 2) La calidad de la electricidad abastecida se rige por las normas emitidas por la Dirección General de Electricidad, que se refieren principalmente a caída de tensión, número de interrupciones (SAIFI), duración de las interrupciones (SAIDI) y seguridad (Ver *Anexo 2*).
- 3) El número de conexiones a electrificar y el crecimiento esperado de la población del área de influencia.
- 4) Los ratios de concentración o de intensidad de uso del servicio, que viene a ser el consumo unitario promedio esperado del proyecto³⁷.

Cuando se analizan las tendencias sin la intervención del proyecto se trata de la situación “sin proyecto”. Luego, cuando estas se modifiquen como resultado de acciones desarrolladas con el proyecto se trata de la situación “con proyecto”. Se debe estimar la demanda ante ambas situaciones.

2.1.1. Estimación de la demanda en la situación “sin proyecto”

Gráfico 21. Pasos para la estimación de la demanda en la situación "sin proyecto"



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1. Definición del bien y/o servicio y la unidad de medida

El servicio que se brindará es el Suministro Eléctrico Domiciliario en Zonas Rurales, según el Clasificador de Responsabilidad Funcional del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones.

La demanda se mide a través del consumo de electricidad de cada vivienda (en kWh/mes) y la potencia requerida (kW), que corresponde a la máxima demanda por vivienda. El concepto vivienda incluye a comercios, pequeña industria, viviendas domésticas, servicios públicos, etc., por lo que también se le puede denominar conexiones o futuros abonados.

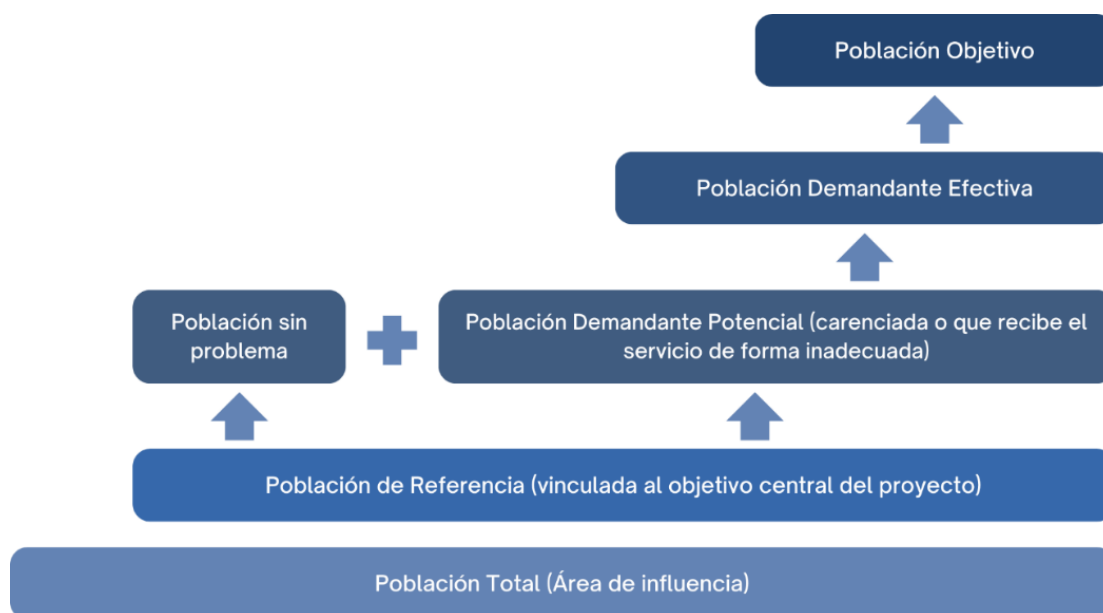
³⁷ Los instrumentos de recopilación y métodos de cálculo que pueden usarse son encuestas, métodos estadísticos (como modelos de regresión econométrica, por ejemplo), costo de los servicios alternativos, entre otros.

El consumo se mide en términos de energía consumida, que es un flujo en un periodo de tiempo. Así, el consumo de energía se puede medir en kWh/mes o kWh/año. Por lo general la demanda se mide como el consumo mensual: kWh/mes. También se debe estimar la potencia requerida por cada vivienda que se va a electrificar. Esta se define por la máxima demanda que puede requerir una vivienda promedio durante un periodo de 24 horas. La mayor demanda de las viviendas ocurre durante las noches porque en ese momento se utiliza iluminación, la familia está en casa y utiliza artefactos como televisión, radio, etc. La potencia asignada a la vivienda debe estar en capacidad de cubrir la máxima demanda. Además, se debe estimar el requerimiento de potencia de todas las viviendas para conocer el requerimiento de potencia de todo el centro poblado.

Paso 2. Estimación y proyección de la población objetivo

Para estimar la demanda de electricidad de un centro poblado, en primer lugar, se debe identificar la población objetivo y estimar su crecimiento en el horizonte de evaluación. En los proyectos de inversión, es importante definir los conceptos correspondientes a población total, de referencia, demandante potencial, demandante efectiva y objetivo; sin embargo, para los proyectos de electrificación rural, se espera que la población total, la cual es la población del área de influencia definida previamente en el diagnóstico, sea igual a la población objetivo, la cual es población demandante efectiva de electricidad que el PI está en condiciones de atender de forma integral.

Gráfico 22. Tipos de población



Fuente: Guía General (2024)

En la Tabla 51 se presenta un ejemplo de la población objetivo y las unidades de medida de la demanda para los proyectos de electrificación rural. Como se observa, en los proyectos de electrificación rural se tiene dos unidades de medida de demanda. Una dimensión es la energía y la otra es la potencia. La relación entre energía y potencia depende de los patrones de consumo de los centros poblados.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

También se debe recordar que la población se cuantifica como número de viviendas o conexiones.

Tabla 51. Ejemplo de determinación de la población para proyectos de electrificación rural

Población total	Población de referencia	Población demandante potencial	Población demandante efectiva	Población objetivo	Unidad de medida
Población total del centro poblado San Pablo; incluye viviendas domésticas, comercios, pequeña industria y dependencias públicas: comisaría, centro de salud, institutos educativos, etc.	Población total del centro poblado San Pablo.	Población total del centro poblado San Pablo.	Población total del centro poblado San Pablo.	% de la población total del centro poblado que el proyecto está en capacidad de atender.	Energía: kWh/mes Potencia: kW

Fuente: Guía General (2024)

La demanda en electrificación rural depende directamente del tamaño de la población afectada, por lo que depende del crecimiento de esta última y su proyección a través del horizonte de evaluación.

El crecimiento demográfico de la población permite estimar, a su vez, el crecimiento del número de viviendas. Además, se establece que, para los proyectos de electrificación rural, las viviendas pueden ser distribuidas en tres segmentos de acuerdo a su consumo: (i) 1 kWh a 30 kWh, (ii) 31 kWh a 100 kWh y (iii) más de 100 kWh. Para conocer la distribución de viviendas, se debe tomar como referencia un SER de un centro poblado que cuente con características similares al que se busca electrificar para conocer su distribución.

El centro poblado de referencia debe ser atendido por una EDE o Adinelsa, además, se debe considerar que sea similar al centro poblado que se va intervenir en los siguientes criterios:

- Región (costa, sierra o selva).
- Número de viviendas.
- El sistema con el que se atiende el centro poblado de referencia es similar al que se empleará en el centro poblado a electrificar.

Al identificar al centro poblado de referencia, se debe solicitar a la EDE que corresponda o a Adinelsa la identificación (código) de la subestación desde donde se abastece de electricidad a dicho centro poblado. Con ello, se puede obtener de

Osinergmin las estadísticas de consumo, de los últimos 5 años³⁸, de las conexiones que dependen de esa subestación y que corresponden al centro poblado de referencia de acuerdo a cada segmento de consumo.

Recuadro N.º 32: Ejemplo: Estimación y proyección de la población objetivo

Para proyectar la demanda del centro poblado “Concordia” primero se debe calcular como se encuentra distribuido el total de abonados. Para ello, se tomará como centro poblado de referencia a “El Estrecho”.

“El Estrecho” cuenta con un total de 638 abonados, en promedio, entre los años 2015 y 2019. En la siguiente tabla se muestra la distribución de los segmentos de consumo:

Tabla 52. Distribución de abonados por rango: SER El Estrecho

Rango	Número de abonados	Porcentaje
De 1 kWh a 30 kWh	316	49.55%
De 31 kWh a 100 kWh	258	40.45%
Más de 100 kWh	64	10.00%
Total	638	100%

Fuente: Elaboración propia.

Así, de acuerdo a la información del centro poblado de referencia, la distribución por segmentos de consumo a aplicar en “Concordia” – que se va a electrificar con el proyecto – será la siguiente:

De 1 kWh a 30 kWh: $49.55\% \times N_t$

De 31 kWh a 100 kWh: $40.45\% \times N_t$

Más de 100 kWh: $10.00\% \times N_t$

Para estimar la evolución de los abonados del centro poblado Concordia, a lo largo del horizonte de evaluación, se tomará el número de conexiones encontradas en el trabajo de campo como valor inicial que es 208; luego se segmenta ese total por los porcentajes encontrados para el centro poblado de referencia (Tabla 52 en este caso). Seguidamente, se estimará el crecimiento del número de conexiones tomando la tasa de crecimiento demográfica estimada por el INEI para el distrito de Urarinas, donde se localiza Concordia. Así, es posible, hallar la estructura porcentual para el ejemplo:

Tabla 53. Ejemplo de evolución de abonados por rangos del centro poblado Concordia (conexiones)

Tasa de crecimiento poblacional				1.39%						
Rango	%	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
De 1 kWh a 30 kWh	49.55%	103	105	106	107	109	111	118	127	136
De 31 kWh a 100 kWh	40.45%	84	85	87	88	89	90	97	103	111
Más de 100 kWh	10.00%	21	21	21	22	22	22	24	26	27
Total		208	211	214	217	220	223	239	256	274

Fuente: Elaboración propia.

³⁸ Es importante NO considerar los años 2020, 2021 o 2022 debido a que, por la pandemia del Covid19, son años que presentan patrones de consumo atípicos.

Paso 3. Estimación de la demanda en la situación sin proyecto

La demanda es la cantidad de electricidad que requerirá la población objetivo durante un periodo determinado. Se mide en kWh/mes y debe estar respaldada por una potencia (kW). Una vez identificado el número total de abonados, se debe calcular el Consumo Unitario (CU), una variable dinámica que refleja el crecimiento del consumo unitario promedio de cada conexión a lo largo del tiempo. Este crecimiento está vinculado a una mayor actividad económica y mejora en los ingresos, producto del acceso a la electricidad. Así, la demanda total se calcula como la suma de la demanda de cada segmento.

Tabla 54. Cálculo de la demanda estimada de los abonados (para cada segmento)

Consumo del centro poblado
$Demanda\ sin\ PI = Cantidad\ de\ abonados_t \times CU_t$

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, primero se debe calcular el CU. Para la estimación del CU, se deberá obtener el promedio de consumo de estos segmentos de acuerdo al consumo obtenido de Osinergmin. El valor de los promedios obtenidos para cada segmento será tomado como el CU en el primer año de funcionamiento del centro poblado a electrificar. De acuerdo al análisis realizado como parte de la Guía, se recomienda utilizar como CU iniciales los siguientes valores:

Tabla 55. Consumos iniciales propuestos por segmento

Segmento	CU inicial
1 kWh a 30 kWh	10 kWh/mes
31 kWh a 100 kWh	55 kWh/mes
Más de 100 kWh	220 kWh/mes

Fuente: Elaboración propia.

Paso 4. Proyección de la demanda en la situación sin proyecto

a) Demanda de energía

Para proyectar la demanda, primero se debe proyectar el CU de acuerdo a cada segmento. Para ello, se deberá proyectar el CU de cada segmento, por cada año del horizonte de evaluación. Para la proyección del CU anual para todo el horizonte del proyecto, se utilizará la siguiente función:

$$CU_t = A \times t^B$$

Donde:

- El parámetro A de la ecuación es el CU_0 (del año cero) de cada segmento, es decir el promedio de consumo unitario de cada segmento obtenido del centro poblado de referencia (del paso anterior).
- El parámetro B establece la velocidad de crecimiento del CU en el tiempo.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

- Segmento 1: segmento de consumo de menos de 30 kWh/mes se recomienda tomar el siguiente valor:

$$B = 0.50$$

- Segmento 2: segmento que consume entre 30 kWh/mes y 100 kWh/mes se recomienda tomar³⁹ el valor que corresponde a la siguiente igualdad:

$$B = 0.15$$

- Segmento 3: segmento que consume más de 100 kWh/mes se recomienda tomar⁴ el valor que corresponde a la siguiente igualdad:

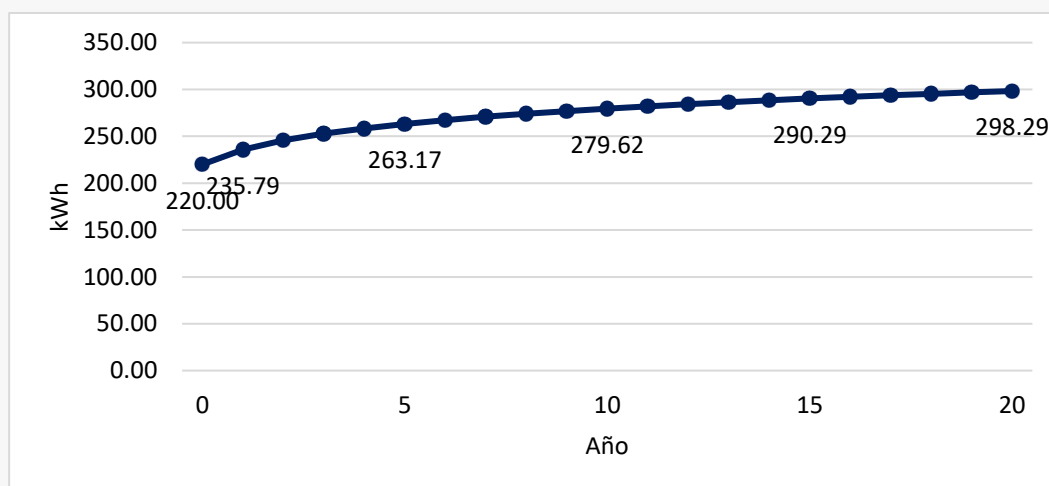
$$B = 0.10$$

De esta manera, para el segmento 1, se observa que el consumo alcanza un valor de 45.83 kWh/mes hasta el año 20.

Tabla 56. Proyección del consumo unitario para rango 1kWh – 30 kWh

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo	14.14	17.32	20.00	22.36	24.49	26.46	28.28	30.00	31.62	33.17
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Consumo	36.64	36.06	37.42	38.73	40.00	41.23	42.43	43.59	44.72	45.83

Gráfico 23. Proyección de demanda para el rango 1kWh – 30 kWh



Fuente: Elaboración propia.

Para el mismo centro poblado, en el segmento de 30 kWh/mes a 100 kWh/mes (segmento 2), con un CU inicial de 55 kWh/mes, este irá aumentando hasta alcanzar 86.84 kWh/mes.

Tabla 57. Proyección del consumo unitario para rango 31kWh – 100 kWh

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo	61.03	64.85	67.71	70.02	71.96	73.64	75.13	76.47	77.69	78.81
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Consumo	80.00	81.23	82.43	83.59	84.72	85.83	86.84	87.85	88.86	89.87

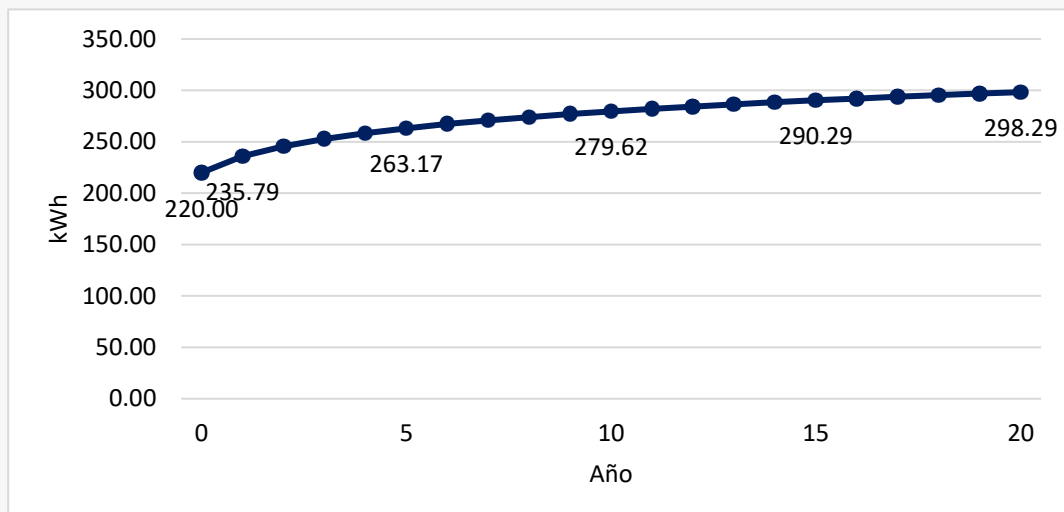
³⁹ Tomar valores de B distintos a los que se recomiendan en esta Guía, deberán ser sustentados con una regresión econométrica de consumos domésticos con por lo menos 15 años y que el R² sea superior a 0.7.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Consumo	79.84	80.81	81.71	82.56	83.36	84.13	84.85	85.54	86.20	86.84
----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 24. Proyección de demanda para el rango 31kWh – 100 kWh



Fuente: Elaboración propia.

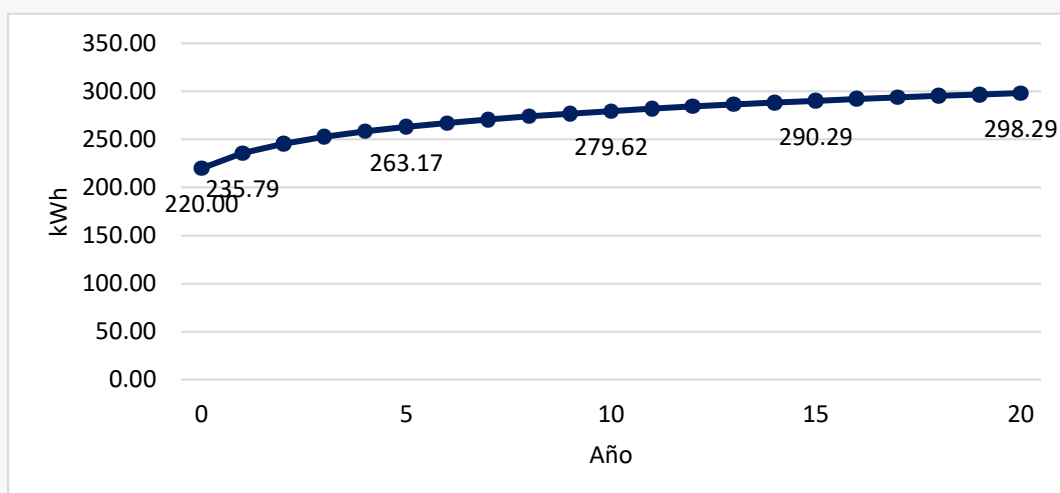
Finalmente, en el segmento 3, se estima un CU inicial de 220 kWh/mes, el cual irá aumentando hasta alcanzar 298.29 kWh/mes.

Tabla 58. Proyección del consumo unitario para rango más de 100 kWh

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo	235.79	245.55	252.71	258.42	263.17	267.26	270.85	274.06	276.96	279.62
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Consumo	282.06	284.33	286.44	288.42	290.29	292.06	293.73	295.32	296.84	298.29

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 25. Proyección de demanda para el rango más de 100 kWh



Fuente: Elaboración propia.

Luego de realizar la proyección del CU, se debe realizar el cálculo del consumo total por segmento, para ello, primero se multiplica el CU mensual por 12 para hallar un consumo anual. Luego, se multiplica por el número de abonados como se muestra en la siguiente fórmula:

$$E_t = CU_t (kWh - mes) \times 12 \times Cantidad\ de\ abonados_t$$

Recuadro N.º 33: Conceptos relevantes para el cálculo de la demanda

1. Pérdida de energía.

Las pérdidas eléctricas son la cantidad de energía que se pierde durante la transmisión y distribución por causas como fugas, fallas en la infraestructura e ineficiencias técnicas (Cañari Dias & Bacon Villanueva, 2023). En los proyectos de electrificación rural las pérdidas de energía se consideran parte de la demanda.

Se clasifican en dos tipos: técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son inevitables y se deben al calor generado al pasar la electricidad por cables y transformadores, por lo que se incorporan en la demanda. Las no técnicas, en cambio, se originan por errores en el registro del medidor, hurto de energía o manipulación de equipos (Varillas Romero, 2019). Estas no se incluyen en la demanda, pero deben ser controladas por la empresa distribuidora (EDE).

En zonas rurales, las pérdidas son más frecuentes por la geografía y la dispersión de viviendas, lo que también agrava las pérdidas no técnicas por la escasa supervisión. Para estimar las pérdidas en estos proyectos, se aplica un factor del 6% sobre el consumo total proyectado, que incluye tanto el consumo de abonados como el del alumbrado público.

2. Factor de carga.

El factor de carga es un indicador clave para el diseño de sistemas de electrificación rural, ya que relaciona la demanda promedio de energía con la demanda máxima registrada en un periodo (Robert, Sisodia, & Gopalan, 2017). Matemáticamente, se expresa como la demanda promedio dividida por la demanda máxima en un intervalo específico. Su valor varía entre 0 y 1; un valor cercano a 1 indica un uso constante y eficiente de la energía disponible, mientras que un valor bajo refleja un consumo más intermitente. Dado que las zonas rurales suelen presentar patrones de consumo bajos y concentrados en ciertos momentos del día (como las noches), el factor de carga también tiende a ser bajo. Sin embargo, un factor de carga más alto permite un uso más eficiente de la capacidad instalada, lo cual reduce costos operativos y optimiza el dimensionamiento de la infraestructura (Robert, Sisodia, & Gopalan, 2017). Comprender este concepto es fundamental para garantizar la sostenibilidad y viabilidad económica de los proyectos de electrificación rural, ya que incide directamente en el cálculo de la potencia requerida del SER.

El factor de carga se usa directamente para estimar la demanda de potencia, lo que influye en el diseño de la infraestructura eléctrica. Su valor puede obtenerse consultando a la EDE del centro poblado de referencia o a la DGER. En proyectos de electrificación rural, suele oscilar entre 0.25 y 0.45.

3. Alumbrado público, KALP.

Para el cálculo total de la demanda de energía, también es necesario calcular la demanda de energía que requiere el alumbrado público, ya que el número de conexiones de luminaria pública será proporcional al tamaño del centro poblado. Para ellos, se hace uso del factor “KALP”: este refiere al factor de alumbrado público en kWh/usuario-mes (MINEM, 2002). Al multiplicar el KALP por el número de usuarios, se puede definir el consumo de energía mensual por alumbrado público.

El factor de alumbrado público utilizado en electrificación rural es 6.3 kWh/mes por abonado.

b) Demanda de energía de alumbrado público

Al cálculo de la demanda de energía, se debe adicionar la demanda de energía de alumbrado público, la cual se encuentra dada por la siguiente fórmula:

$$EAP_t = KALP \times N_t$$

Donde:

EAP = electricidad demandada por el alumbrado público.

$KALP$ = factor de alumbrado público, equivalente a 6.3 kWh/mes por abonado.

N = total de abonados del centro poblado, independientemente del segmento al que pertenecen.

Se multiplica por 12 para reflejar el consumo anual y se divide entre 1000 para convertir la demanda a MWh.

c) Pérdidas de energía

A la suma de los valores hallados en los subíndices a y b, se le debe realizar el cálculo correspondiente al de las pérdidas de energía. Para ello, se toma en cuenta el factor de pérdidas determine el formulador del proyecto:

$$PE_t = \text{Factor de pérdidas} \times (E_t + EAP_t)$$

d) Demanda total de energía

Finalmente, se suman todos los cálculos anteriores para hallar la demanda total de electricidad (la demanda de los abonados, alumbrado público y las pérdidas de energía):

$$ET_t = E_t + EAP_t + PE_t$$

e) Estimación de la potencia

Para esta estimación, se debe transformar la energía calculada en potencia. Para ello, se utiliza la siguiente fórmula donde FC representa el factor de carga:

$$P_t = \frac{E_t \times 1000}{FC \times 8760}$$

Como se observa en la ecuación, la energía es multiplicada por 1000 para ser transformada de MWh a kWh. Por su parte, el factor de carga es multiplicado por 8760 (365 días \times 24 horas) que representa el número total de horas en el año. El denominador de la fórmula permite calcular cuanta potencia se necesita para generar la energía deseada considerando que la generación se distribuye a lo largo de todas las horas del año.

Recuadro N.º 34: Ejemplo: Estimación de la demanda en la situación “sin proyecto”

Estimación de la energía demandada. Primero debe estimarse la energía demandada en cada segmento de consumo por el número de abonados correspondiente. El número de abonados de cada segmento se toma de la tabla precedente y se le deberá multiplicar por el CU reflejados en la Tabla 56, Tabla 57 y Tabla 58. De esta manera, la demanda de energía para cada año será la siguiente:

$$E_t = N_t \times CU_t \times 12$$

Donde:

E = electricidad demandada

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

N = número de abonados de cada segmento de consumo ($N_t = (1 + \text{tasa de crecimiento poblacional}) \times N_{t-1}$)

CU = consumo unitario proyectado para segmento de consumo

Todos estos valores son para el periodo t correspondiente. Además, dado que el valor de consumo es mensual, este se multiplica por 12 para obtener el valor anual. En la siguiente tabla, se muestra el cálculo para cada segmento de consumo. En ella, cada valor ha sido convertido de kWh a MWh con fines prácticos.

Tabla 59. Ejemplo de evolución del consumo unitario mensual por rangos del centro poblado Concordia

Rango		De 1 kWh a 30 kWh				CU inicial			10 kWh		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Abonados	104	106	107	109	111	112	114	115	117	118	
Consumo total (MWh/año)	17.73	22.02	25.78	29.22	32.46	35.55	38.53	41.44	44.28	47.09	
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Abonados	120	121	123	125	127	128	130	132	134	136	
Consumo total (MWh/año)	49.87	52.63	55.37	58.11	60.85	63.60	66.35	69.12	71.90	74.70	
Rango		De 31 kWh a 100 kWh				CU inicial			55 kWh		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Abonados	85	87	88	89	90	91	92	94	95	97	
Consumo total (MWh/año)	62.47	67.31	71.26	74.71	77.84	80.77	83.55	86.22	88.81	91.35	
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Abonados	97	99	101	102	103	105	107	108	109	111	
Consumo total (MWh/año)	93.83	96.29	98.71	101.13	103.53	105.93	108.33	110.73	113.13	115.55	
Rango		Más de 100 kWh				CU inicial			220 kWh		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Abonados	21	21	22	22	22	23	23	23	24	24	
Consumo total (MWh/año)	59.67	63.00	65.74	68.16	70.38	72.47	74.46	76.39	78.28	80.12	
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Abonados	25	25	25	25	26	26	26	27	27	27	
Consumo total (MWh/año)	81.95	83.75	85.55	87.34	89.13	90.91	92.71	94.51	96.31	98.13	

Fuente: Elaboración propia.

Alumbrado público. Se debe calcular la demanda de electricidad correspondiente al alumbrado público.

Tabla 60. Ejemplo de evolución del consumo de alumbrado público del centro poblado Concordia

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Abonados	211	214	217	220	223	226	229	232	236	239
Consumo AP (MWh/año)	15.94	16.16	16.39	16.62	16.85	17.08	17.32	17.56	17.80	18.05
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Abonados	242	245	249	252	256	259	263	267	270	274
Consumo AP (MWh/año)	18.30	18.56	18.82	19.08	19.34	19.61	19.88	20.16	20.44	20.72

Fuente: Elaboración propia.

Pérdidas de energía. Es necesario realizar el cálculo correspondiente a las pérdidas de energía. Para este ejemplo, se considera que las pérdidas son equivalentes a 6%.

Estimación de la demanda total de energía. Para estimar la demanda total de electricidad se deben sumar la demanda de los abonados, el alumbrado público y las pérdidas de energía.

$$ET_t = E_t + EAP_t + PE_t$$

En la siguiente tabla, se muestra la demanda de electricidad total y desagregada para algunos años:

Tabla 61. Ejemplo de evolución de la demanda de electricidad total del centro poblado Concordia (MWh/año)

		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Consumo total		139.88	152.34	162.78	172.09	180.68	218.56	253.51	288.37
Consumo total por segmento	1 a 30 kWh/mes	17.73	22.02	25.78	29.22	32.46	47.09	60.85	74.70
	31 a 100 kWh/mes	62.47	67.31	71.26	74.71	77.84	91.35	103.53	115.55
	Más de 100 kWh/mes	59.67	63.00	65.74	68.16	70.38	80.12	89.13	98.13
Alumbrado público		15.94	16.16	16.39	16.62	16.85	18.05	19.34	20.72
Pérdidas de energía		9.35	10.11	10.75	11.32	11.85	14.20	16.37	18.55
Total de electricidad demanda – MWh año		165.17	178.61	189.92	200.03	209.39	250.81	289.22	327.64

Fuente: Elaboración propia.

Estimación de la potencia requerida. Finalmente, se debe transformar la energía en potencia. Para ello, se hace uso del factor de carga, el cual toma un valor de 25%. La siguiente tabla refleja el valor calculado para potencia:

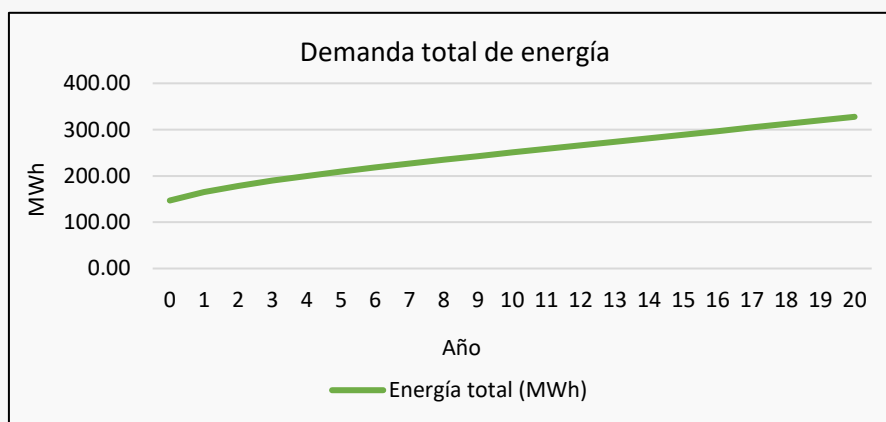
Tabla 62. Ejemplo de evolución de la demanda de potencia total del centro poblado Concordia (kW)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Total de potencia demanda	75.42	81.56	86.72	91.34	95.61	114.52	132.07	149.61

Fuente: Elaboración propia.

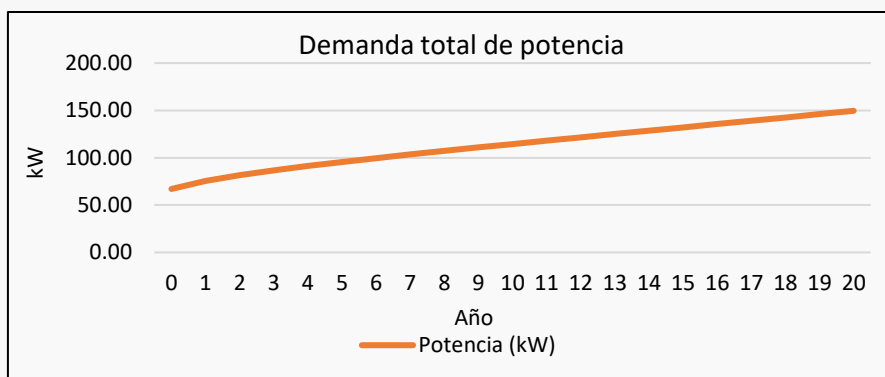
Gráficamente, la evolución de la demanda por energía y potencia son de la siguiente manera:

Gráfico 26. Ejemplo de evolución de la demanda de energía para el centro poblado Concordia (MWh)



Fuente: Elaboración propia.

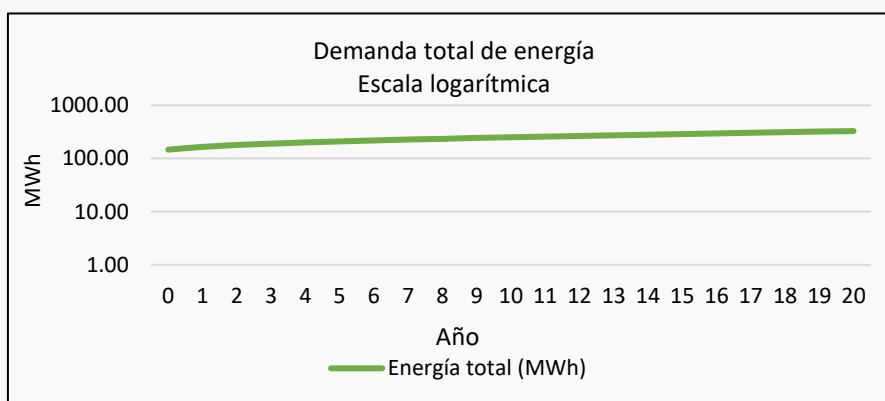
Gráfico 27. Ejemplo de evolución de la demanda de potencia para el centro poblado Concordia (kW)



Fuente: Elaboración propia.

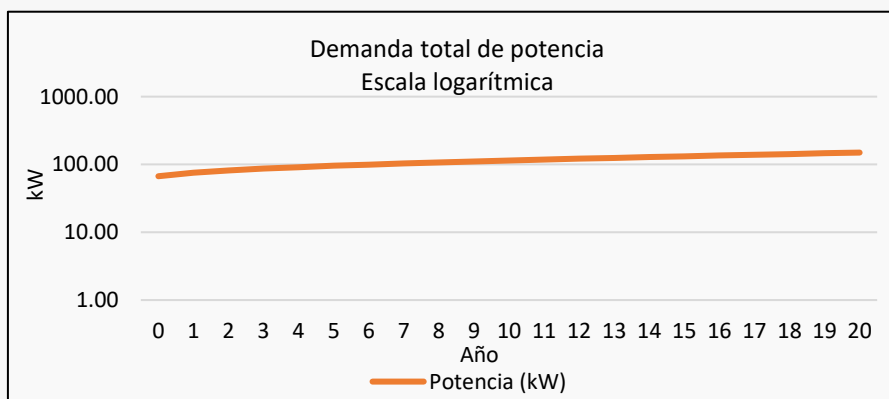
Al representar los valores en escala logarítmica, se puede observar que, con el paso de los años, la demanda crece a menor velocidad y, además, esta se estabiliza.

Gráfico 28. Ejemplo de evolución de la demanda de energía para el centro poblado Concordia en escala logarítmica (MWh)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 29. Ejemplo de evolución de la demanda de potencia para el centro poblado Concordia en escala logarítmica (kW)



Fuente: Elaboración propia.

2.1.2. Estimación de la demanda en la situación “con proyecto”

No se cuenta con suficiente evidencia para determinar la demanda por energía de un centro poblado en una situación “con proyecto”. No se puede determinar el incremento, ni en qué medida lo hace. Por ello, se considera que la demanda “con proyecto” es equivalente a la que se obtiene en la situación “sin proyecto”.

Recuadro N.º 35: Posibles efectos del proyecto sobre la demanda de electricidad

Para plantear la demanda en la situación “con proyecto”, se deberá contar con una alta certidumbre de los cambios que puede generar la intervención sobre el comportamiento y magnitud de la población demandante y los ratios de concentración o intensidad de uso.

Hay casos en los que determinadas acciones incluidas en el proyecto pueden modificar la población demandante efectiva y/o los ratios de concentración de los servicios:

- Debido al acceso de energía eléctrica en el centro poblado, pobladores que emigraron hacia ciudades en busca de mejores condiciones de vida (trabajo, acceso a servicios básicos como electricidad) pueden regresar al centro poblado al percibir que ahora existe una infraestructura más adecuada para vivir, lo que aumentaría la población demandante de energía y otros servicios.
- Instituciones como centros de salud o escuelas podrán ampliar sus horarios de atención y servicios, lo que aumentará la demanda de energía en horas que antes no eran operativas.
- La electrificación abre la puerta para la creación de pequeñas empresas locales, como tiendas, talleres, restaurantes, o servicios de refrigeración, que antes no eran viables sin electricidad. Esto no solo incrementará la demanda energética, sino que también podría generar empleo y aumentar el ingreso familiar, atrayendo más personas al centro poblado.
- La electrificación puede convertir al centro poblado en un lugar más atractivo para vivir, lo que podría atraer a nuevas familias provenientes de áreas rurales no electrificadas o comunidades más alejadas. Esto aumentaría la cantidad de viviendas demandantes de energía y otros servicios básicos.

No obstante, lo antes mencionado, no existe aún evidencia que pueda sustentar estos efectos y tampoco cuantificarlos.

2.2. Brecha Oferta-Demanda

La brecha oferta-demanda se determina a partir de la comparación entre la demanda con proyecto y la oferta optimizada, estimada en el diagnóstico de la UP.

Ilustración 21. Brecha Oferta - Demanda



Fuente: Guía General (2024)

Si no existe el servicio; es decir, no existe UP, no se tiene un servicio que optimizar. De esta manera, se considera que la oferta, para el cálculo de la brecha del proyecto, es equivalente a cero. Si existe el servicio, se debe considerar que, generalmente, no existen opciones para optimizar el servicio de manera eficiente, por lo tanto, la brecha oferta demanda se define por la diferencia entre la demanda y la capacidad actual de oferta.

En este orden de ideas, para estimar la brecha entre la demanda y la oferta es necesario que ambas variables se expresen en la misma unidad de medida (kW). A continuación, en la Tabla 63, se presenta un balance oferta-demanda para un proyecto de creación en el centro poblado de Concordia, Loreto; la unidad de medida es potencia, es decir kW.

Tabla 63. Estimación de la brecha oferta-demanda por potencia en Bellavista Callarú (kW)

Año	0	1	2	3	4	5	10	15	20
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038	2043
Oferta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	66	76	77	79	81	82	92	103	115
Brecha	-66	-76	-77	-79	-81	-82	-92	-103	-115

Fuente: Elaboración propia.

3. Análisis Técnico

En esta sección se va a tratar el desarrollo de las alternativas técnicas y su relación con las alternativas de solución. En este sentido, se debe responder las preguntas detalladas en la siguiente tabla.

Tabla 64. Preguntas claves para el análisis técnico

Tamaño	¿Cuánto se producirá del bien y/o servicio?
Localización	¿Dónde se producirá el bien y/o servicio?
Tecnología	¿Cómo se producirá el bien y/o servicio?
Impacto Ambiental	¿Cómo se mitigarán los impactos negativos a la sociedad y al ambiente?
Riesgo de desastres y cambio climático	¿Cómo se mitigará o se adaptará a los efectos del cambio climático?

Fuente: Guía General (2024)

Para realizar el análisis técnico se debe tener en cuenta los niveles de servicio, estándares de calidad y las normas técnicas sectoriales o nacionales.

Recuadro N.º 36: Normas técnicas sectoriales o nacionales

Para realizar el análisis técnico de las redes eléctricas, se debe tener en cuenta los niveles de servicio, estándares de calidad y las normas técnicas sectoriales o nacionales.

1. **Niveles de servicio:** Se refiere a la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, incluyendo factores como la tensión, frecuencia y continuidad del servicio.
2. **Estándares de calidad:** Normas que establecen los requisitos mínimos para la calidad del servicio eléctrico, como la norma IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) o la norma IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).
3. **Normas técnicas sectoriales o nacionales:** Regulaciones y estándares específicos para el sector eléctrico en un país o región, como el código nacional de electricidad (CNE) y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en Perú.

Algunos de los aspectos técnicos que se deben considerar en el análisis de redes eléctricas incluyen:

- **Tensión y frecuencia:** Verificar que la tensión y frecuencia del suministro eléctrico se encuentren dentro de los límites establecidos por las normas técnicas.
- **Pérdidas de energía:** Analizar las pérdidas de energía en la red eléctrica, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas.
- **Capacidad de carga:** Verificar que la capacidad de carga de la red eléctrica sea suficiente para satisfacer la demanda de energía eléctrica.
- **Confiabilidad y disponibilidad:** Analizar la confiabilidad y disponibilidad de la red eléctrica, incluyendo la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio.
- **Seguridad:** Verificar que la red eléctrica cumpla con los estándares de seguridad establecidos para proteger a las personas y los equipos.

Al considerar estos aspectos, se puede realizar un análisis técnico exhaustivo de las redes eléctricas e identificar oportunidades para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

Para la formulación de proyectos de electrificación rural se requieren estudios específicos:

- Topografía.
- Estudios de suelos.
- Informe de impacto ambiental (o EIA, de corresponder)
- Informe arqueológico (o CIRA, de corresponder)⁴⁰
- Otros que considere el consultor.

En función a los criterios señalados en la Tabla 64 se deben desarrollar las alternativas técnicas del proyecto, las mismas que deben ser concordantes con las alternativas de solución definidas en el módulo de Identificación.

⁴⁰ Según D.S. N° 011-2022-MC, que aprueba el Reglamento de Intervenciones Arqueológicas, y demás normativas vigentes del sector. En la etapa de perfil no es necesaria la gestión de permisos como el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos en Superficies (CIRAS), debido a que el proyecto se encuentra en una etapa temprana de formulación, sin una viabilidad confirmada ni garantía de ejecución. Sin embargo, el estudio de evaluación arqueológica tiene como objetivo sustentar la solicitud ante el ente competente para la emisión del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos en Superficie (CIRA) en la etapa de expediente técnico.

Recuadro N.º 37: Alternativa de solución y Alternativa técnica

Alternativa de solución: Conjunto de acciones que se derivan del análisis de los medios fundamentales que conllevan al logro del objetivo central del proyecto de inversión.

Alternativa técnica: Se genera a partir del análisis de localización, tamaño y tecnología de una alternativa de solución.

Es recomendable que para la elaboración del diseño técnico se cuente con un equipo profesional multidisciplinario que debería contar con:

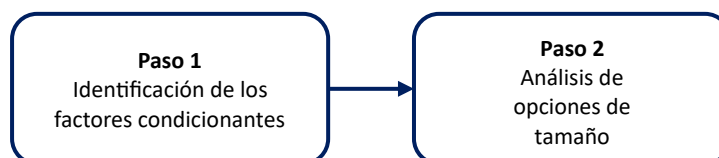
- Jefe de Estudios (en el caso de grandes PI).
- Especialista en identificación, formulación y evaluación de proyectos de electrificación.
- Especialista en energías renovables o sistemas fotovoltaicos.
- Especialistas en análisis y diseños de líneas y redes primarias.
- Especialistas en análisis y diseños de redes secundarias.
- Especialistas en trabajos geológicos y/o geotécnicos, obras civiles y/o diseños de cimentaciones de obras electromecánicas.

El nivel de información con el que se defina el diseño técnico del proyecto debe permitir la certeza en el diseño y los costos de manera que en el desarrollo del expediente técnico las modificaciones sean menores y no se perjudique el avance de la ejecución.

3.1. Aspectos Técnicos

3.1.1. Tamaño

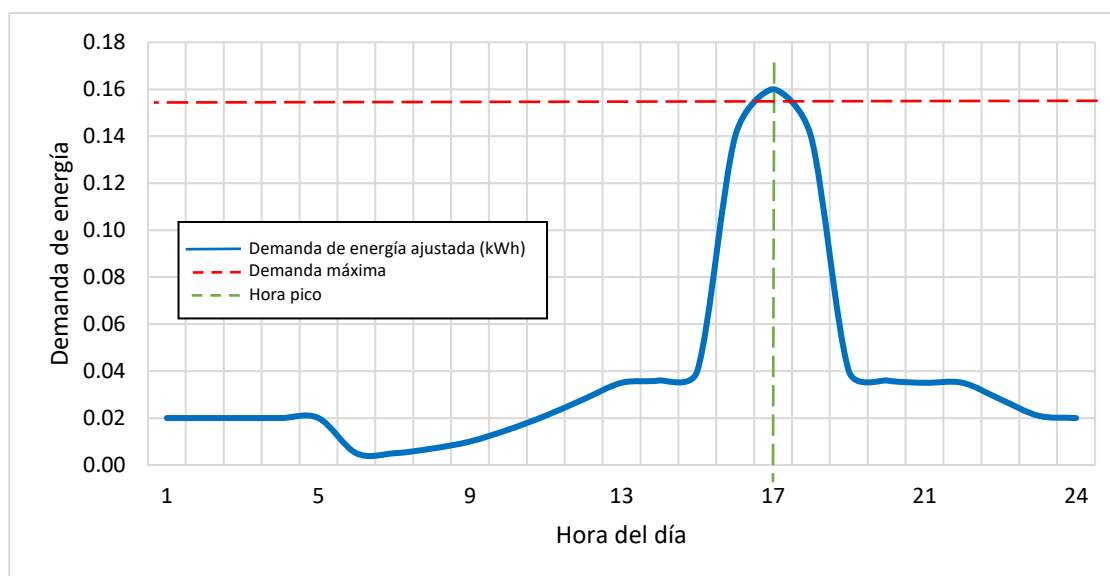
Gráfico 30. Pasos para determinar el tamaño



Fuente: Guía General (2024)

En electrificación rural el tamaño se define por la potencia del sistema, que es la capacidad de suministrar energía a un centro poblado en el periodo en que la demanda esté en su pico más alto o máxima demanda. Además, la potencia debe estar proyectada a la máxima demanda en el año final del horizonte de evaluación, puesto que se espera que la demanda de las viviendas crezca con el transcurrir del horizonte de evaluación.

Ilustración 22. Demanda de energía de un hogar rural durante el día (kWh)



Fuente: Elaboración propia.

Paso 1: Identificación de los factores condicionantes del tamaño.

Para estimar el tamaño óptimo del proyecto se deben identificar los factores condicionantes del tamaño. Los principales factores condicionantes de tamaño en electrificación rural son los siguientes:

- **Brecha oferta – demanda.** Esta brecha es el principal criterio a tomar en cuenta en la determinación del tamaño de un proyecto de electrificación rural. Esta brecha se define en términos de potencia, es decir la capacidad necesaria para abastecer la máxima demanda de los usuarios. Además, esta brecha debe calcularse para el último año del horizonte del proyecto, que es de 20 años.
- **Periodo óptimo de diseño.** Como ya se indicó, para los principales activos de un proyecto de electrificación rural -postes, cables y transformadores- la vida útil es 20 años o más. Por lo tanto, el diseño deberá considerar la demanda para dicho horizonte. Existen otros activos, como los de generación fotovoltaica, que pueden tener crecimiento modular o en los que se puede esperar que la tecnología mejore rápidamente. En este caso el diseño del tamaño de estos activos puede ser menor a los 20 años; además, se debe prever la necesidad de inversiones de ampliación para cubrir todo el horizonte planteado. La evolución de esta tecnología es constante, por lo que, no se ha generado un estándar de periodo óptimo de diseño. Para un central de generación fotovoltaica, las baterías deben dimensionarse bajo un enfoque modular que permita su ampliación progresiva a los 10 años. Inicialmente, puede instalarse una capacidad de almacenamiento adecuada a las necesidades energéticas inmediatas con la posibilidad de ser ampliada posteriormente.
- **Posibilidades de implementación modular.** En electrificación rural, esta estrategia puede ser muy interesante para algunos componentes del sistema; especialmente, en los casos de centrales de generación fotovoltaica. La implementación modular permite las siguientes ventajas:

- Flexibilidad: Permite adaptarse a cambios en la demanda o tecnología.
- Escalabilidad: Facilita la expansión futura sin afectar la eficiencia.
- Mantenimiento: Simplifica el mantenimiento y reparación de componentes.
- Costos: Reduce costos de inversión y operación.
- Riesgo: Minimiza el riesgo de obsolescencia tecnológica.

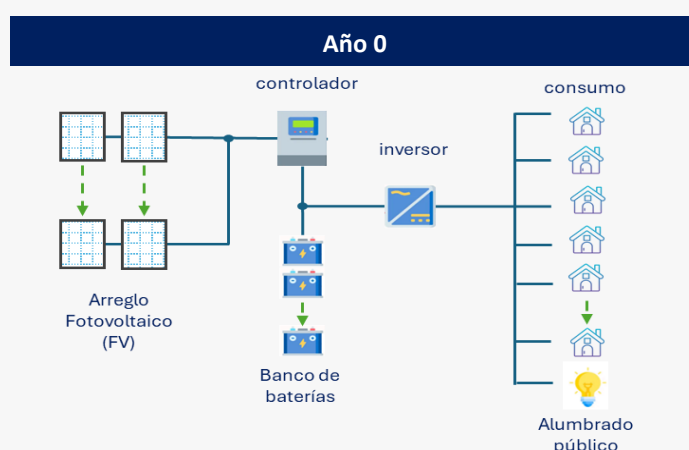
**Recuadro N.º 38: Implementación modular en el caso de proyecto de electrificación rural
con central de generación fotovoltaica**

La implementación modular permite optimizar la inversión y facilitar la ampliación futura de la infraestructura eléctrica, considerando un horizonte de diseño de 20 años para los paneles fotovoltaicos e inversores y un crecimiento escalonado de las baterías.

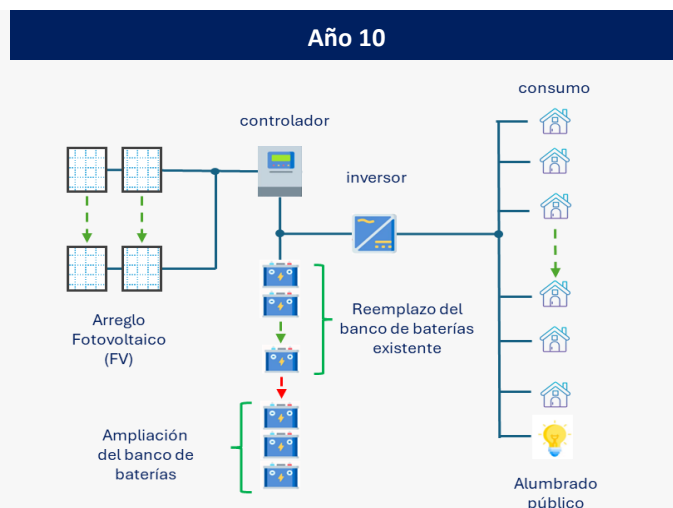
- **Paneles fotovoltaicos.** Se dimensionan para cubrir la demanda proyectada a 20 años.
- **Inversores.** Se diseñan con capacidad suficiente para soportar la potencia generada por los paneles a lo largo del horizonte de evaluación, garantizando una integración eficiente y evitando sobredimensionamientos innecesarios.
- **Baterías.** La capacidad de almacenamiento de energía puede implementarse de forma escalonada. Al inicio, se puede instalar una capacidad de almacenamiento que cubra las necesidades inmediatas, con la posibilidad de ampliarla.

Este enfoque modular permite ajustar la infraestructura a los cambios en el consumo energético, optimizar la inversión inicial y facilitar la incorporación de mejoras tecnológicas futuras, asegurando la sostenibilidad del sistema de electrificación rural.

**Diseño modular del banco de baterías en una central solar:
configuración inicial (Año 0) y proyección a largo plazo (Año 10)**



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

Considerar que el Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, indica lo siguiente:

Artículo 19.- Financiamiento

19.1. El MINEM, mediante Resolución Ministerial, autoriza la transferencia financiera a favor de la EDE bajo el ámbito de FONAFE o de Adinelsa, con cargo al Presupuesto de la DGER.

(...)

Artículo 20.- Inversiones a financiar

Las transferencias a que se refiere el artículo precedente están destinadas a financiar las inversiones que cumplan con lo siguiente:

(...)

e) Inversiones de optimización, ampliación marginal, de reposición y de rehabilitación establecidas en el Decreto Legislativo N° 1252, o el que lo sustituya, siempre que estas instalaciones permitan atender nuevos SER fuera del área de concesión de la EDE bajo el ámbito de FONAFE o de Adinelsa.

(...)

Artículo 25.- Otorgamiento de recursos para superar deficiencias por incumplimiento de las normas técnicas

Para efectos de la aplicación del quinto párrafo del artículo 9 de la LEY, el otorgamiento de recursos para el reforzamiento de líneas, equipos de coordinación de protección eléctrica y/u otras obras o componentes requeridos para la subsanación de observaciones que plantee la EDE responsable de la ZRT a su cargo, causadas por el incumplimiento del CNE, normas técnicas, ambientales, municipales, y que afecten la calidad del servicio eléctrico u otro parámetro técnico, deben ser propuestas ante la DGER por la EDE, para aquellos sistemas en los cuales ellas sean titulares, administradoras y/u operadoras de los SER, y por Adinelsa, para aquellos SER en los cuales ella realice las funciones antes indicadas, debiendo en este último caso, coordinarse con la EDE en caso el SER se ubique dentro de la ZRT de dicha empresa. (...)

- **Economías de escala.** Esta es una característica importante en proyectos de electrificación rural, en los que se puede obtener mayor eficiencia al agrupar la electrificación de varios centros poblados en un solo proyecto. De ese modo se podría reducir costos, como los de planificación, adquisición de materiales, instalación de infraestructuras, administración y evaluaciones ambientales.

Recuadro N.º 39: El brillo solar y la generación fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica ha avanzado significativamente, permitiendo la implementación de centrales solares en diversas condiciones, incluso en zonas con limitaciones geográficas o climáticas. La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos y la intensidad de la radiación solar son factores importantes para maximizar la eficiencia energética; sin embargo, hoy en día existen soluciones que permiten superar estas restricciones. Los módulos fotovoltaicos bifaciales generan electricidad tanto con radiación directa como con luz reflejada, siendo eficientes en lugares con inclinación no ideal o baja radiación solar. Los sistemas de seguimiento solar optimizan la orientación de los paneles para maximizar la captación de luz durante el día. Además, los avances en materiales fotovoltaicos permiten el funcionamiento en condiciones de luz difusa, ampliando su viabilidad en zonas menos soleadas. Estas tecnologías, junto con sistemas de almacenamiento apropiado, hacen que las centrales fotovoltaicas sean eficientes sin depender estrictamente de la inclinación o altos niveles de radiación solar.

Paso 2: Análisis de las opciones de tamaño.

De acuerdo con los factores condicionantes mencionados previamente, se deben establecer las alternativas de tamaño del proyecto. Las alternativas deben cumplir con los niveles de servicio, estándares de calidad, normas técnicas que le sean aplicables y los factores condicionantes del tamaño.

El cuadro presenta un ejemplo de un Sistema de Energía Renovable (SER) con generación fotovoltaica, comparando dos alternativas de tamaño: una opción modular y una opción completa. La opción modular contempla una implementación inicial con menor capacidad en el sistema de almacenamiento y la posibilidad de ampliarse en el futuro, permitiendo así una inversión escalonada y adaptable a la demanda. En cambio, la opción completa plantea desde el inicio una instalación con capacidad total (60 kWp), lo que implica una inversión mayor, pero una solución integral y definitiva. Esta comparación permite evaluar las ventajas de flexibilidad y escalabilidad frente a la robustez y plenitud del diseño completo.

Recuadro N.º 40: Ejemplo de SER con generación fotovoltaica con dos opciones de tamaño: modular y completa

Diseño	Opción modular		Opción completa
Años	Año 0	Año 10	Año 20
Potencia pico del sistema	15 kWp	60 kWp	60 kWp
Generación	Arreglo FV (120 paneles solares de 500 W)	Arreglo FV (120 paneles solares de 500 W)	Arreglo FV (120 paneles solares de 500 W)
Almacenamiento	Banco de baterías de litio (12 unidades)	Banco de baterías de litio (48 unidades: 12 unidades existentes + 36 baterías nuevas)	Banco de baterías de litio (48 unidades)
Inversor	2 inversores 30 kW	2 inversores 30 kW	2 inversores 30 kW
Controlador	controlador	controladores	controladores

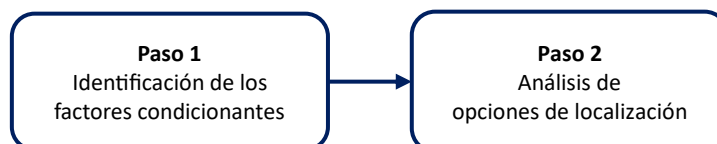


Fuente: Elaboración propia.

3.1.2. Localización

La localización comprende factores condicionantes importantes para la ubicación de los componentes de la UP. La localización puede incidir en el alcance del proyecto y en la tecnología que se debe elegir.

Gráfico 31. Pasos para determinar la localización



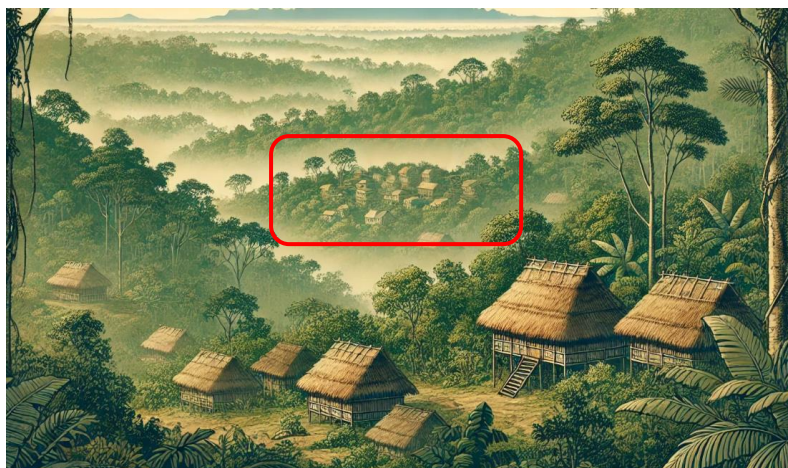
Fuente: Guía General (2024)

Paso 1: Identificación de los factores condicionantes.

Los siguientes son los principales factores condicionantes de la ubicación de la UP en un proyecto de electrificación rural.

- **Ubicación de la población objetivo.** Cuando la localización geográfica de la población es muy distante de una red eléctrica, es muy posible que se deba configurar un sistema eléctrico aislado, es decir, un sistema que cuente con su propia fuente de energía, la cual será atendida con el proyecto. Un efecto similar ocurre en ámbitos como la selva, en la que la posibilidad de interconexión entre distintos centros poblados es casi nula debido a que es muy difícil operar y mantener líneas primarias en bosques con alta vegetación. Del mismo modo, si la ubicación de las viviendas es muy dispersa, es muy probable que no se les pueda abastecer de electricidad mediante una red. No obstante, el objetivo +es brindar electricidad a todas las viviendas de un centro poblado, por lo que se utilizarían sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Ilustración 23. Centros poblados que no pueden ser conectados bajo la misma red



Fuente: Elaboración propia.

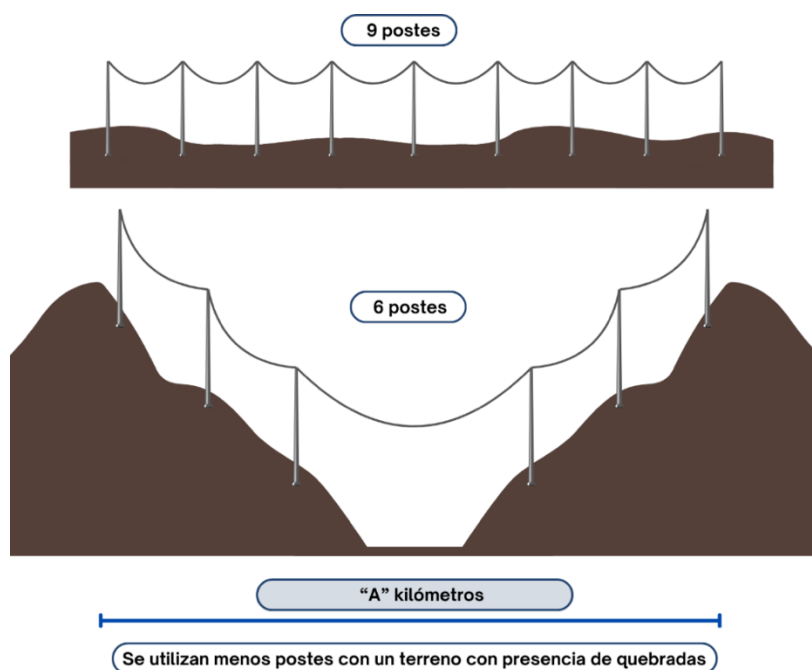
Ilustración 24. Viviendas alejadas del centro poblado que no puede conectarse a la red eficientemente



Fuente: Elaboración propia.

- **Condiciones topográficas y de calidad del suelo.** La configuración topográfica del terreno también puede ser un factor condicionante para la ruta de la línea primaria. Determinada topografía -presencia de quebradas, por ejemplo- puede facilitar la ubicación de la línea, de manera que se minimiza el uso de postes y cables. Como se observa en la Ilustración 25, se utilizan menos postes cuando con la presencia de quebradas, en comparación de contar con un terreno llano. También son relevantes las características geotécnicas para las rutas de las líneas, puesto que incidirá en las estructuras de cimentación y por lo tanto en el costo del proyecto.

Ilustración 25. Cantidad de postes utilizados en una quebrada y en un terreno llano



Fuente: Elaboración propia.

- **Vías de acceso a la UP.** Las vías de acceso pueden ser un factor condicionante para la ubicación de componentes como líneas primarias. La cercanía de las líneas primarias a caminos o carreteras pueden facilitar su mantenimiento, reduciendo los costos asociados a éste.
- **Generación de impactos ambientales negativos.** La ubicación de la población afectada en una zona de amortiguamiento del área natural protegida (ANP) también afecta a la solución que proponga el proyecto. Así, si la población se encuentra en una zona de amortiguamiento del ANP es muy probable que no se pueda construir una línea primaria, en consecuencia, se deberá implementar un sistema aislado. Es por esta razón también que ya no es recomendable implementar proyectos de electrificación rural con motores de generación a combustible.
- **Planes reguladores municipales y de ordenamiento urbano.** Estos planes regulan el uso y la ocupación del suelo, en consecuencia, determinan la ubicación de redes primarias y secundarias.
- **Precio del terreno:** El costo de la franja de servidumbre por área del terreno puede hacer que se opte por otra opción de la línea primaria o redes secundarias.

Paso 2: Análisis de las opciones de localización.

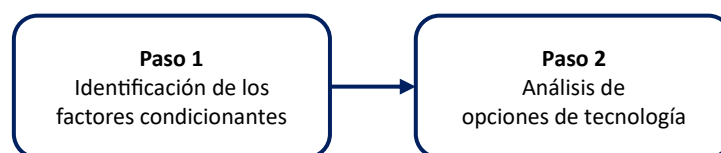
A partir de la evaluación de los factores condicionantes, es necesario identificar y detallar las posibles opciones de ubicación para que la UP pueda brindar los servicios de manera eficiente y accesible para los usuarios. Las opciones que no cumplan con los factores condicionantes de ubicación deben ser descartadas.

En los proyectos de electrificación rural que se desarrollan en la selva, la localización de los centros poblados incide directamente en la localización de la UP. Por las distancias y la dificultad de acceso no es posible electrificar mediante extensión de redes, por lo tanto, la UP debe ser configurada con una central de generación que esté muy próxima al centro poblado. En este caso, la opción de extensión de redes debe ser descartada.

3.1.3. Tecnología

La tecnología para utilizarse en un proyecto de electrificación rural puede estar condicionada por diversos factores que pueden determinar el uso de determinada alternativa tecnológica. Generalmente las opciones tecnológicas a usar son la extensión de redes, las centrales fotovoltaicas o los módulos fotovoltaicos domiciliarios (para una sola vivienda).

Gráfico 32. Pasos para determinar la tecnología



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1: Identificación de los factores condicionantes de la tecnología.

- **Especificaciones técnicas.** Las características técnicas que determina el sector electricidad. Así, en el caso de la configuración de las redes, existen especificaciones que establecen la configuración de los activos de las redes. El sector define estas especificaciones para incrementar la seguridad y la eficiencia en la distribución de electricidad (consultar el Anexo 2, en este, se especifican las normas aplicables a las especificaciones técnicas de los activos).
- **Condiciones del proveedor.** Las condiciones del proveedor son un factor a tener en cuenta. En el caso de extensión de redes se ha alcanzado un alto grado de estandarización entre los proveedores. No ocurre lo mismo para la tecnología de generación fotovoltaica que es mucho más reciente y si es indispensable tener en cuenta las condiciones del proveedor; en consecuencia, el diseñador debe tener en cuenta las siguientes condiciones:
 - **Garantía del servicio de mantenimiento a los equipos.** La sostenibilidad del proyecto depende, entre otros, del mantenimiento oportuno de los equipos. Para seleccionar la tecnología se debe considerar el acceso a servicios de mantenimiento de los equipos.
 - **Grado de dependencia del proveedor.** Se debe considerar el grado de dependencia de un proveedor para el soporte técnico y la disponibilidad de los repuestos durante la fase funcionamiento.

- **Obsolescencia tecnológica.** Este factor es importante para la tecnología fotovoltaica que está en constante grado de evolución y mejoramiento.
- **Condiciones climáticas y físicas.** Se debe tener en cuenta las condiciones de la zona donde se ubica el PI como clima, suelos, topografía, entre otros. En áreas con condiciones climáticas extremas, como fuertes vientos o nevadas, se deben reforzar las estructuras y diseñar la red para soportar tales condiciones.
- **Disponibilidad de recursos:** Las características y la calidad del recurso pueden condicionar la aplicación de una determinada tecnología. Por ejemplo, si se utiliza energía solar, la cantidad y calidad de la radiación solar en la zona determinarán la eficiencia y el tipo de paneles solares a instalar. En áreas con menos luz solar directa, puede ser necesario usar paneles más eficientes o complementarlos con otras fuentes de energía.

En función a los factores condicionantes identificados, se deberá recopilar información relacionada a las distintas opciones técnicas que se pueden aplicar en el proyecto. La elección de la tecnología depende, entre otros aspectos, de la localización geográfica de la población objetivo: si las comunidades se encuentran muy dispersas o alejadas de la red eléctrica existente, se consideran más adecuadas soluciones como sistemas fotovoltaicos autónomos o centrales solares. En cambio, si la ubicación permite una conexión técnica y económicamente viable a la red, se prioriza la extensión de redes eléctricas convencionales.

Paso 2: Análisis de las opciones de tecnología.

A partir de la evaluación de los factores condicionantes, se identificarán las opciones tecnológicas para la ejecución y operación de la UP intervenida, con el fin de que pueda producir bienes o servicios de manera eficiente. Estas diferentes alternativas tecnológicas pueden implicar distintos costos en términos de inversión, reposición, operación y mantenimiento, los cuales deben ser considerados al elaborar los diseños de las opciones técnicas. En PI de electrificación rural, por ejemplo, en una zona alejada con alta radiación solar, los paneles solares serían una opción viable; mientras que, en áreas cercanas a una red eléctrica, la extensión de redes podría ser más eficiente.

Se opta por la instalación de paneles solares en lugar de la extensión de redes cuando:

- La localidad se encuentra a gran distancia del punto de interconexión, lo que encarece y prolonga el tendido de líneas de media tensión.
- El acceso al sitio es complicado o presenta geografía adversa (montañas, quebradas, zonas inundables), lo que dificulta el transporte de materiales y la construcción de la infraestructura de red.

En estos escenarios, un sistema fotovoltaico resulta más económico y sostenible.

Tabla 65. Ejemplo de opciones tecnológicas vinculadas a procesos y activos

Procesos	Activo	Factores condicionantes	Opciones tecnológicas	Opciones tecnológicas seleccionadas
Generación y distribución de energía	Sistema de electrificación rural	<ul style="list-style-type: none"> - Distancias largas al punto de interconexión - Acceso complicado o geografía adversa - Disponibilidad de espacios abiertos para paneles solares Demanda agregada de localidades cercanas	i) Paneles solares, ii) extensión de redes	i) Paneles solares

Fuente: Guía General (2024)

3.1.4. Impacto Ambiental

Los PI pueden tener efectos tanto positivos como negativos en el medio ambiente, lo que puede afectar la elección de alternativas en cuanto a tamaño, ubicación y tecnología, y, por lo tanto, su rentabilidad social. Por esta razón, los Sectores establecen regulaciones para asegurar el cumplimiento de estándares ambientales aplicables a las UP que les corresponden. Estas regulaciones guían el análisis de los posibles impactos que podría generar el proyecto. Además, cada Sector cuenta con una unidad orgánica responsable de establecer dichas normas. En la Tabla 66 se proponen recomendaciones a tener en cuenta para la selección de una alternativa técnica de electrificación rural en función de su impacto ambiental.

Como se especifica en la norma, la certificación ambiental **no es necesaria para proyectos que se ejecuten fuera** de áreas naturales protegidas de administración nacional, zonas de amortiguamiento, áreas de conservación regional, sitios Ramsar o ecosistemas frágiles o hábitats críticos reconocidos por el Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre.

Tabla 66. Recomendaciones para la selección de la alternativa técnica, en función del impacto ambiental

Tecnología	Impacto ambiental	Aplicación		
		Centros poblados distantes y dispersos	Viviendas dispersas	ANP
Extensión de redes	Menor	No	No	Sujeto al DS 014-2019-EM.
Central Fotovoltaica y redes	Menor	Sí	No	
Módulos fotovoltaicos domiciliarios	Menor	No	Sí	
Mini central hidroeléctrica	Menor	Sí (de ser posible)	No	

Fuente: Elaboración propia.

3.1.5. Riesgo de Desastres y Cambio Climático

La GdR-CCC consiste en el planteamiento de un conjunto de medidas que deben realizarse con el fin de evitar y prevenir el riesgo futuro de que se afecten las condiciones de prestación del servicio de una UP, por efecto de un desastre potencial o del cambio climático.

Es importante, por lo tanto, describir cómo inciden los riesgos en un contexto de cambio climático sobre el diseño técnico preliminar (localización, tecnología y tamaño) de cada una de las alternativas técnicas del proyecto. Para ello se recurre a los riesgos identificados en el diagnóstico del módulo de Identificación. En el Análisis de Riesgo de Desastres en un Contexto de Cambio Climático (AdR-CCC) realizado.

En particular se debe prestar atención a los riesgos de los desastres potenciales con condición de peligro “alto”. Para realizar el AdR-CCC se debe tener en cuenta las normas técnicas sectoriales o nacionales para proyectos de electrificación rural. Estas pueden estar relacionadas con la localización de la UP, las tecnologías que pueden aplicarse y el tamaño óptimo. También se consideran las normas asociadas a la gestión del riesgo de desastre y a los efectos del cambio climático, de ser necesario.

En el Anexo 2 de la Guía General para la Identificación, Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión se detallan las pautas necesarias para llevar a cabo el Análisis de Riesgo y Cambio Climático (AdR-CCC). Tras identificar los riesgos de desastre a través del AdR-CCC, la Gestión de Riesgo y Cambio Climático (GdR-CCC) define y cuantifica las acciones necesarias para cada alternativa técnica del proyecto. Estas acciones buscan reducir la exposición y vulnerabilidad de la UP y establecer las medidas correctivas más adecuadas para enfrentar el riesgo residual. También, se identifican las acciones relacionadas con las Medidas de Reducción del Riesgo en un Contexto de Cambio Climático (MRR-CCC). Dependiendo de su naturaleza, estas medidas pueden ser parte de una acción de la UP o constituir una acción independiente que brinda servicios de protección contra riesgos de desastre. Como ejemplo, en la siguiente tabla se muestran peligros frecuentes asociados a algunos tipos de proyectos de electrificación rural.

Tabla 67. Riesgos de desastres y medidas de mitigación

Tipo de desastre	Alternativa técnica	Región natural	Medida de mitigación
Sequía	Mini central hidroeléctrica	Costa, Sierra	Construcción de reservorio
Inundación	Todas las alternativas	Cerca de un río o lago	Evitar, en lo posible, proximidad a ríos o lagos
Deslizamientos	Todas las alternativas	Selva, cerca de un río	
Derrumbes, huaycos	Todas las alternativas	Sierra, Costa, Selva Alta	Evitar las zonas de peligro
Lluvias intensas	Todas las alternativas	Todas las regiones	Protección contra descargas eléctricas

Fuente: Elaboración propia.

3.2. Planteamiento de las alternativas técnicas factibles

En este acápite se debe presentar el planteamiento de las alternativas técnicas factibles (ATF) que provienen de las opciones técnicas posibles que han cumplido con los criterios de los factores condicionantes considerados. Esta síntesis debe contener, para cada ATF, información relevante referente a los aspectos técnicos analizados y el resultado de los mismos, incluyendo las MRR-CCC.

En la siguiente tabla, a partir de la identificación de posibles opciones que cumplen con las normas, factores condicionantes y AdR-CCC, se muestran las ATF de tamaño, localización y tecnología.

Tabla 68. Opciones de alternativas técnicas según los factores condicionantes

Alternativas de solución	Alternativas técnicas	Opciones		Opciones elegibles según los factores condicionantes – ATF
Suministrar energía a la comunidad	Instalación de paneles solares	Tamaño	50 kW ampliable	50 kW (ampliable)
			100 kW	
		Localización de la central FV	Ubicación A	Ubicación A o B
			Ubicación B	
			Ubicación C	
		Tecnología	Paneles fotovoltaicos de alta eficiencia, con baterías	Paneles fotovoltaicos de alta eficiencia
			Paneles solares convencionales con baterías	
	Implementación de extensión de redes	Tamaño	100 kW	50 kW
		Localización del transformador	Ubicación D	Ubicación D
			Ubicación E	
		Tecnología	Líneas y redes trifásicos	Redes diseñadas según norma
			Líneas y redes MRT	

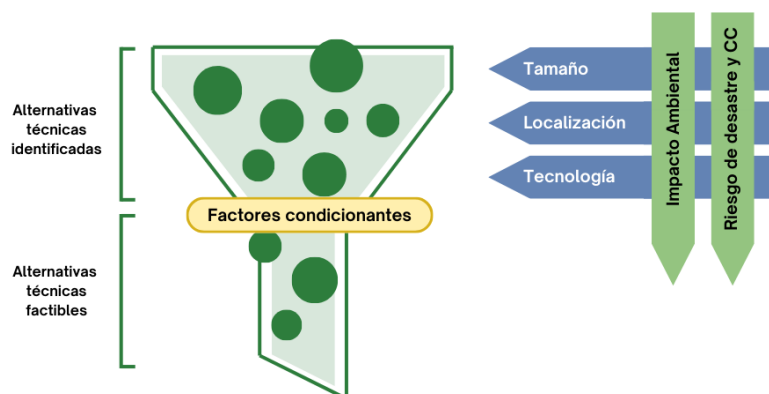
Fuente: Guía General (2024)

En la Tabla 68, se tienen las siguientes ATF:

- ATF₁: Suministrar energía a la comunidad con la instalación de paneles solares de alta eficiencia de 50 kW en la Ubicación A.
- ATF₂: Suministrar energía a la comunidad con la instalación de paneles solares estándar de 50 kW en la Ubicación B.
- ATF₃: Suministrar energía a la comunidad con la implementación de extensión de redes trifásicas de 50 kW en la Ubicación D.

Para cada una de estas alternativas técnicas factibles se desarrolla el diseño preliminar a fin de estimar los costos de inversión de cada una de ellas y considerarlas en la evaluación social a fin de seleccionar la más conveniente. En el siguiente gráfico, se muestra que las alternativas técnicas se identifican en base a los factores condicionantes de tamaño, localización y tecnología para, luego, obtener las alternativas técnicas factibles.

Ilustración 26. Proceso de elección de ATF



Fuente: Guía General (2024). Fuente: Elaboración propia.

3.3. Diseño preliminar de las alternativas técnicas factibles

Las alternativas técnicas factibles en electrificación rural (son aquellas que han cumplido con los criterios de los factores condicionantes), son principalmente las siguientes:

- **Extensión de redes.** Se conforma de una subestación o punto de diseño de donde se toma la electricidad para llevarla a los beneficiarios mediante redes primarias y redes secundarias.
- **Central fotovoltaica (sistema aislado).** Se conforma de una central de generación fotovoltaica centralizada y redes secundarias. Se suele usar en centros poblados cuyo costo de conexión a una red más grande es muy elevado.
- **Módulos fotovoltaicos domiciliarios.** Se constituyen de módulos fotovoltaicos domiciliarios que tienen capacidad para suministrar electricidad a una vivienda rural. Se suele utilizar en viviendas muy dispersas y alejadas entre sí.
- **Minicentral hidroeléctrica.** Se compone de una pequeña central hidroeléctrica y redes secundarias. Es poco frecuente, depende de una configuración geográfica propicia para una mini central hidroeléctrica.

Recuadro N.º 41: Selección de tecnología

El consultor deberá realizar la evaluación de la tecnología a utilizar asumiendo que los beneficios obtenidos por todas las opciones son las mismas. Se debe analizar si se debe realizar extensión de redes, implementación de central fotovoltaica o módulos fotovoltaicos individuales.

3.3.1. Extensión de redes

3.3.1.1. Punto de entrega o punto de diseño

Para la alternativa tecnológica de extensión de redes de distribución – en el caso que la UF no sea una EDE – luego de haber definido el mercado eléctrico y la configuración del sistema, se deberá elaborar un informe técnico sustentatorio, sobre cuya base la UF solicitará a la EDE la emisión de la **factibilidad de suministro**

eléctrico y la fijación de los puntos de diseño, en el marco del Artículo 16 de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento. En el caso que la EDE sea quien formule el proyecto, la misma EDE deberá realizar esta evaluación.

Los puntos de alimentación para las Líneas y Redes Primarias que suministrarán de energía eléctrica a los centros poblados que conforman un Sistema Eléctrico en baja o media tensión serán otorgados por las Empresas Concesionarias (EDE) y/o Adinelsa.

La EDE que corresponda al conceder el punto de diseño (PD) garantiza que dicho punto cumple las condiciones necesarias para abastecer de servicio al proyecto, para este propósito se debe verificar que se cumplan las siguientes condiciones.

- **Oferta de energía (capacidad de carga):** El sistema debe contar con la capacidad de atender la demanda de carga prevista para el proyecto.
- **Punto de diseño:** El punto de diseño debe estar en capacidad de garantizar la calidad del producto (tensión de la corriente eléctrica y seguridad) de acuerdo a las normas sectoriales vigentes.

Se debe establecer los arreglos institucionales necesarios para gestionar y garantizar la operación y el mantenimiento del proyecto durante toda su vida útil, conforme a lo dispuesto en los Artículos 10 y 26 de la Directiva General del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones (Directiva N° 001-2019-EF/63.01). En el caso que la UF no sea una EDE, se deberá presentar la estructura de costos de operación y mantenimiento a la EDE que corresponda para su aprobación o posible modificación, con la finalidad de asegurar la sostenibilidad del servicio.

3.3.1.2. Línea Primaria (LP)

Estas bases definen las condiciones técnicas mínimas para el diseño de líneas primarias aéreas en 22.9 kV, 33kV, 22.9/13.2 kV y 33/19kV, de tal manera que garanticen los niveles mínimos de seguridad para las personas y las propiedades, y el cumplimiento de los requisitos exigidos para un sistema económicamente adaptado⁴¹.

Esta definición se enfoca en la electrificación rural, donde las líneas primarias juegan un papel fundamental en la distribución de energía eléctrica en áreas alejadas y dispersas. A continuación, se presentan algunos criterios y consideraciones claves para el trazo de la línea primaria para una electrificación rural.

Recuadro N.° 42: Casos en los que se construye una Línea Primaria

Se necesita construir una Línea Primaria (LP) para una electrificación rural en los siguientes casos:

1. **Nueva electrificación:** Cuando se requiere electrificar una zona rural que no cuenta con acceso a la energía eléctrica.
2. **Ampliación de la red:** Cuando se necesita ampliar la red eléctrica existente para cubrir nuevas áreas o comunidades rurales.

⁴¹ Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para electrificación rural”.

3. **Mejora de la confiabilidad:** Cuando la red eléctrica existente es insuficiente o ineficiente, y se requiere mejorar la confiabilidad y calidad del servicio.
4. **Incremento de la demanda:** Cuando la demanda de energía eléctrica en una zona rural aumenta significativamente, y la red existente no puede satisfacerla.
5. **Desarrollo de proyectos de generación:** Cuando se desarrollan proyectos de generación de energía renovable, como parques eólicos o solares, y se requiere construir una LP para transportar la energía generada a la red eléctrica.
6. **Reemplazo de infraestructura:** Cuando la infraestructura existente es antigua o está deteriorada, y se requiere reemplazarla con una nueva LP para garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio.

En general, la construcción de una LP para electrificación rural es necesaria cuando se requiere:

- Cubrir nuevas áreas o comunidades rurales.
- Mejorar la confiabilidad y calidad del servicio.
- Incrementar la capacidad de la red eléctrica.
- Conectar a la red nacional de energía eléctrica.
- Desarrollar proyectos de generación de energía renovable.

3.3.1.2.1. Criterios Técnicos

- **Tensión y capacidad de transmisión de Potencia:** Seleccionar la tensión y capacidad de transmisión de potencia adecuada para la demanda de energía eléctrica en la zona rural.
- **Distancia y longitud de la línea:** Minimizar la longitud de la línea para reducir costos y pérdidas de energía.
- **Ruta óptima y/o eficiencia en el trazo:** Seleccionar la ruta más directa y con menos obstáculos para reducir costos y accesibilidad para la operación y mantenimiento (OyM) de la línea primaria.
- **Cruces y paralelismos:** Minimizar los cruces con otras infraestructuras (carreteras, ríos, etc.) y paralelismos con otras líneas eléctricas existentes.

3.3.1.2.2. Consideraciones Ambientales y Sociales

- **Impacto ambiental:** Minimizar el impacto ambiental en la zona rural, evitando áreas de alta sensibilidad ecológica.
- **Propiedad privada:** Respetar la propiedad privada y obtener los permisos necesarios para el trazo de la línea.
- **Comunidades locales:** Consultar con las comunidades locales y obtener su consentimiento para el trazo de la línea.
- **Acceso y mantenimiento:** Garantizar la disponibilidad de los terrenos para la construcción y mantenimiento de la línea para minimizar los tiempos de reparación y reducir los costos. De ser el caso regularizar la servidumbre del recorrido de la línea primaria.

3.3.1.3. Red Primaria (RP)

La red primaria es un componente muy importante de un proyecto de electrificación rural porque permite la transferencia de la electricidad desde la

generación o una subestación hacia el área donde se encuentran las viviendas a electrificar.

3.3.1.3.1. Criterios Técnicos

- **Eficiencia:** Se busca minimizar las pérdidas de energía y la caída de tensión.
- **Demanda de energía:** Se evalúa la demanda actual y futura de energía, así como la máxima demanda, en la zona a electrificar para determinar la capacidad (kW) y el trazo de la red.
- **Suelos, distancia mínima de seguridad (DMS) y topografía:** Considerar la distancia y el terreno para determinar la ruta óptima. Además, considerar las características del suelo y de la topografía para determinar la estructura de la RP y su trazo.
- **Seguridad y normas:** Cumplir con normas de seguridad y regulaciones locales.
- **Acceso y mantenimiento:** Facilitar el acceso para el mantenimiento y reparaciones de las líneas primarias (LP) y Redes Primarias (RP).

3.3.1.3.2. Recopilación de información.

Para realizar el trazo de la red primaria es recomendable apoyarse en una plataforma de GIS (Sistema de Información Geográfica). En esta plataforma se debe cargar toda la información que se haya levantado en el estudio topográfico. La misma plataforma GIS permite conocer el uso de suelo y otra información relacionada con el proyecto. De este modo se puede desarrollar en gabinete una propuesta de trazo de ruta para luego verificarla en campo. En el trazo de la ruta de la red primaria también se deben considerar las Subestaciones de Distribución (SED). Para este efecto se deben tomar en cuenta los siguientes criterios:

- Análisis de demanda de energía.
- Estudios de coordinación de protección.
- Planificación de mantenimiento y reparaciones.
- Minimizar pérdidas y mejorar la eficiencia de la red.

3.3.1.3.3. Modelado de redes

En el modelado de redes se realiza la simulación de la caída de tensión en la red primaria y en función de ello, se determina la sección del conductor. Para el diseño de las redes – modelado de redes – se puede hacer uso de aplicativos que permiten el diseño preliminar de las redes. Es muy útil que estos aplicativos consideren la información del levantamiento topográfico del proyecto y de la ubicación de los lotes. Los aplicativos también permiten determinar el número de postes, cables, ferretería; es decir, metros de partes y piezas de la red de manera preliminar. Con esta información, el equipo formulador (ingeniero mecánico electricista e ingeniero geólogo), mediante un trabajo de campo, podrá diseñar la red con el fin de alcanzar los siguientes resultados:

- Identificar la ruta óptima para la Línea Primaria (LP) y/o Red Primaria (RP).
- Determinar la cantidad y ubicación de los transformadores para las Subestaciones de Distribución (SED).

- Selección de materiales y equipos.
- La capacidad de la red en función de la expansión futura.

3.3.1.3.4. Herramientas y tecnología

Se deben considerar diversas herramientas para determinar la localización óptima para el trazo de la red primaria, tales como los siguientes:

- **Sistemas de información geoespacial (SIG):** plataformas utilizadas para observar y analizar la información geoespacial.
- **Modelado de redes:** se emplean aplicativos especializados para la electrificación rural.

3.3.1.3.5. Normas y regulaciones

Las normas y regulaciones que se recomiendan utilizar son las que emiten las siguientes instituciones:

- IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
- NEMA (Asociación de Fabricantes de Equipos Eléctricos)
- Regulaciones nacionales del Perú.

Específicamente, se deben considerar las siguientes normas:

- **Leyes y decretos**
 - Ley General de Electrificación Rural (Ley N° 28749)
 - Decreto Supremo N° 025-2007-EM (Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural)
- **Normas técnicas**
 - Norma Técnica Peruana (NTP) 204.010: "Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión"
 - NTP 204.020: "Instalaciones Eléctricas de Media Tensión"
 - Norma DGE "Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural", Resolución Directoral N° 0108-2023-MINEM/DGE.
- **Regulaciones de seguridad**
 - Resolución Ministerial N° 111-2013-EM-DM (Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad)
- **Requisitos ambientales**
 - Ley General del Ambiente (Ley N° 28611)
 - Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM (Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental).

3.3.1.3.6. Parámetros de diseño mecánico y eléctrico

- **Distancias mínimas de seguridad (DMS)**

Entre las diferentes distancias mínimas de seguridad que se deben cumplir se encuentran las siguientes:

- Distancia mínima entre conductores de un mismo circuito en disposición horizontal y vertical en los apoyos.
- Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios bajo tensión y elementos puestos a tierra.
- Distancia horizontal mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano.
- Distancia vertical mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano.
- Distancia horizontal mínima entre conductores de diferentes circuitos.
- Distancia vertical mínima entre conductores de diferentes circuitos.
- Distancias mínimas del conductor a la superficie del terreno.
- Distancias mínimas a terrenos rocosos o árboles aislados.
- Distancias mínimas a edificaciones y otras construcciones

- **Cálculos Mecánicos**

- Cálculos Mecánicos del Conductor. Estos cálculos tienen el objetivo de determinar las siguientes magnitudes relativas a los conductores de líneas y redes primarias aéreas en todas las hipótesis de trabajo:
 - Esfuerzos máximos en el conductor.
 - Cálculos mecánicos del conductor.
- Cálculos Mecánicos de Postes y Crucetas. Estos Cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en postes, cables de retenida y sus accesorios, de tal manera que, en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad Suministro y complementariamente en las Normas Internacionales.

- **Cálculos Eléctricos**

Se realizan los cálculos correspondientes de caída de tensión.

- **Perdidas de potencia y energía por efecto joule**

Se estiman las pérdidas resistivas para dimensionar los conductores y optimizar el sistema.

- **Determinación del nivel de aislamiento de líneas primarias**

Se determina según la tensión, el clima y la operación, cumpliendo normas técnicas vigentes.

- **Puestas a tierra en líneas y redes primarias**

Establecer los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra en las líneas y redes primarias que se ejecutan en los proyectos de Electrificación Rural.

- **Puestas a tierra de subestaciones de distribución (SED)**

El diseño de puesta a tierra para subestaciones debe garantizar una baja impedancia al paso de corriente de falla, proteger equipos críticos y cumplir los requisitos del Código Nacional de Electricidad.

3.3.1.4. Red Secundaria (RS)

El trazo de la Red Secundaria es un criterio fundamental para determinar la localización óptima de un proyecto de electrificación rural. Los beneficios de una red secundaria idónea son los siguientes:

- Mayor eficiencia porque minimiza las pérdidas de energía y la caída de tensión, sin sobredimensionar el proyecto, cumpliendo con el objetivo principal de llevar electricidad a las viviendas.
- Mejora la confiabilidad del servicio porque reduce el riesgo de fallas.
- Reduce el costo de inversión y también los gastos de operación y mantenimiento. Un buen trazo de ruta optimiza el uso de estructuras en la red, por lo que el costo de inversión se reduce, así como los gastos de operación y mantenimiento.

3.3.1.4.1. Desarrollo de planos catastrales

Los planos catastrales son fundamentales para la electrificación rural, porque permiten apreciar la ubicación de las redes en el área de influencia del proyecto. Los planos catastrales permiten observar la ubicación de viviendas, pistas, veredas, árboles y las distancias de seguridad correspondientes, entre otras variables relevantes. De esa manera se puede efectuar el trazo de ruta de la red secundaria reduciendo la incertidumbre sobre obstáculos o interferencias a la red. y también se puede establecer el compromiso de la autoridad de no utilizar las áreas destinadas a las redes. Los beneficios que permiten los planos catastrales son los siguientes:

- Mejora la planificación y gestión de la infraestructura eléctrica.
- Facilita la identificación de áreas de servicio y necesidades de electrificación.
- Permite la actualización y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.
- Ayuda en la resolución de conflictos por uso de espacios y de propiedad.

Para la elaboración de los planos catastrales usualmente se deben seguir los siguientes pasos:

- **Recopilación de información:** Obtener datos sobre la infraestructura eléctrica existente, topografía, uso del suelo y límites de los predios.
- **Levantamiento topográfico:** Realizar un levantamiento topográfico del terreno (el alcance puede ser de 0.5 m de error).
- **Delineación de límites:** Delinear los límites de las propiedades y áreas de servicio.
- **Registro de datos:** Registrar los datos recopilados en un sistema de información geográfica (SIG).
- **Creación del plano:** Utilizar software de diseño gráfico y SIG para crear el plano catastral.

- **Verificación y validación:** Verificar y validar el plano catastral con la municipalidad.

Para la elaboración de los planos catastrales existen diversas herramientas, entre las principales están las siguientes:

- Software de diseño gráfico.
- Sistemas de información geoespacial (SIG).
- Equipos de levantamiento topográfico.

3.3.1.4.2. Criterios para el trazo de la Red Secundaria (RS)

El trazo de la de la red secundaria debe adaptarse en gran parte a la configuración del área en la que se encuentran las viviendas que se van a electrificar. Para este efecto se recomienda tomar en cuenta los siguientes criterios:

- **Eficiencia en el trazo de la ruta:** La ruta de distribución de la red secundaria debe minimizar las pérdidas de energía, las caídas de tensión, sin sobredimensionar los diámetros de los conductores y/o la infraestructura.
- **Evitar obstáculos naturales:** La red secundaria debe evitar obstáculos naturales como ríos, montañas y bosques densos, en previsión de habilitar fajas de servidumbre transitables y evitar costos de mantenimiento elevados. Este importante criterio podría significar trazos de ruta más largos, así, por ejemplo, en caso se tenga que cruzar un río, se buscará la zona más angosta para tender la red.
- **Acceso a áreas de servicio:** La red secundaria debe tener acceso fácil a áreas de servicio, como hospitales, escuelas y mercados.
- **Minimizar impacto ambiental:** La red secundaria debe trazarse para minimizar el impacto ambiental y evitar daños a la biodiversidad. Es deseable que no haya árboles a 5 metros a la derecha y a la izquierda de la red. Si con este propósito se tuviera que talar árboles en una zona de amortiguamiento ambiental, se deberá reforestar una extensión de área similar a la que se hubiera talado, aunque sea en otra zona.
En este mismo orden de ideas, las líneas de un sistema eléctrico rural no pueden atravesar una ANP, lo deben bordear. Si el centro poblado a electrificar se encontrara en la zona de amortiguamiento de una ANP, lo más probable es que se deba atender mediante módulos fotovoltaicos domiciliarios.

3.3.1.4.3. Recopilación de información

Para el desarrollo del trazo de la red secundaria es importante realizar estudios de campo de topografía y suelos. La topografía puede ser con un alcance de 0.5 m de precisión, mientras que para el estudio de suelos bastaría una calicata en cada centro poblado.

3.3.1.4.4. Modelado de redes

Para realizar el trazo de las redes secundarias es recomendable apoyarse en una plataforma de GIS (Sistema de Información Geográfica). En esta plataforma se debe cargar toda la información que se haya levantado en el estudio topográfico. La misma plataforma GIS permite conocer el uso de suelo y otra información relacionada con el proyecto. De este modo se puede desarrollar en gabinete una propuesta de trazo de ruta para luego verificarla en campo.

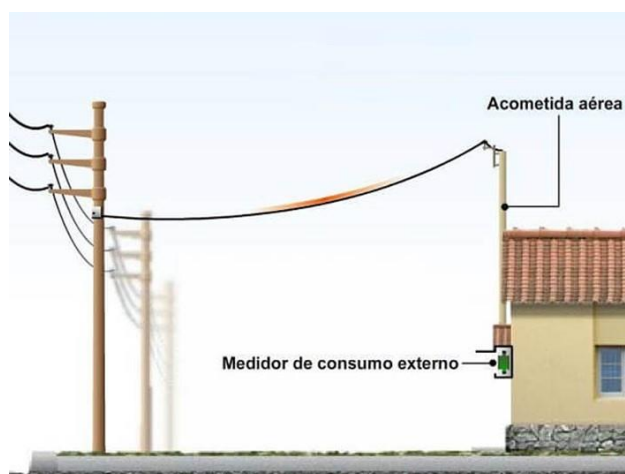
El modelado de redes permite simular la caída de tensión en las redes y en función de ello diseñar la mejor ruta para la red secundaria. Para este efecto se usan aplicativos que permiten simular las caídas de tensión de los posibles trazos de la red secundaria y así optimizar el trazo. Es muy útil que estos aplicativos consideren la información del levantamiento topográfico del proyecto. Los aplicativos también permiten determinar el número de postes, cables, ferretería; es decir, metros de partes y piezas de la red.

3.3.1.4.5. Diseño de acometidas

Las acometidas eléctricas son conexiones que unen la red de distribución eléctrica con las instalaciones eléctricas de un edificio o vivienda. A continuación, se presentan las características entre acometidas cortas y largas según el CNE:

- **Acometidas Cortas** (Art. 230 del CNE)
 - Longitud: Hasta 15 metros.
 - Características:
 - Conexión directa desde la red de distribución.
 - Tensión nominal hasta 220/380 V.
- **Acometidas Largas** (Art. 231 del CNE)
 - Longitud: Más de 15 metros.
 - Características:
 - Tensión nominal mayor a 220/380 V.
 - Debe cumplir con requisitos adicionales de seguridad y protección; por ejemplo: la altura mínima para cruce de calle.

Ilustración 27. Acometida larga



Fuente: Elaboración propia.

3.3.1.4.6. Cálculos mecánicos y eléctricos

Los cálculos eléctricos y mecánicos que forman parte de este documento corresponden a las redes secundarias en 380-220 V y 440-220 V, con conductor autoportante con portante de aleación de aluminio desnudo, para los Sistemas Eléctricos que se ejecutaran en la Electrificación Rural.

- **Cálculos Eléctricos**
 - Cálculo de caída de tensión.
 - Cálculo de la resistencia eléctrica del conductor.
 - Cálculo de la reactancia inductiva.
 - Máxima caída de tensión permisible.
 - Distancias mínimas del conductor a superficie del terreno.
- **Cálculos Mecánicos**
 - Cálculos mecánicos de conductores autoportantes.
Los cálculos mecánicos tienen la finalidad de determinar las tensiones y flechas en las diversas condiciones de operación.
 - Cálculos mecánicos de estructuras y retenidas.
Estos cálculos tienen como objetivo determinar las cargas mecánicas en los postes, cables de retenidas y sus accesorios, de tal manera que, en las condiciones más críticas, es decir a temperatura mínima y máxima de velocidad de viento, no se superen los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad.
 - Cimentación de postes.
El cálculo de las cimentaciones de los postes determina su estabilidad.
 - Puestas a tierra en redes secundarias.

3.3.2. Centrales fotovoltaicas

Los principales lineamientos para el diseño de centrales solares en electrificación rural están orientados a maximizar la eficiencia del sistema, asegurar su sostenibilidad y adaptación a las condiciones específicas del centro poblado. A continuación, se describen los aspectos importantes en cuanto a tamaño, diseño, y tecnología:

3.3.2.1. Tamaño

- **Demanda energética:** El dimensionamiento debe basarse en un estudio previo de la demanda de electricidad del centro poblado. Se consideran factores que influyen en la demanda el número de viviendas y el crecimiento esperado de la población.
- **Capacidad instalada:** El tamaño de la central debe ser suficiente para cubrir la demanda actual y futura, con una capacidad instalada que permita un suministro confiable durante todo el año, considerando también variaciones estacionales.
- **Escalabilidad:** El diseño debe permitir la expansión del sistema en caso de que aumente la demanda o se integren nuevas tecnologías.

La UF responsable de elaborar los estudios para el dimensionamiento de la central solar deberá considerar las cargas establecidas en la Resolución Directoral N° 108-2023-MINEM-DGE o en la norma vigente al momento de la presentación del estudio.

Tabla 69. Calificación asignada por tipo de carga

Tipo de cargas	Usos Típicos	Calificación asignada	Descripción
Cargas de servicio particular	Localidades tipo I	600 W por lote	Aquellas que son capitales de distritos o centros poblados urbano – rurales que presentan configuración urbana definida, compuesta de plaza y calles.
	Localidades tipo II	400 W por lote	Grupos de viviendas situadas en áreas rurales que no presentan aún configuración urbana. Las viviendas están generalmente situadas a lo largo de carreteras, caminos de herradura o dentro de tierras de cultivo de los propietarios.
Cargas de alumbrado público	Lámparas de Vapor de sodio	50W/70W/150W*	Las unidades de alumbrado público se ubicarán según lo establecido en la Norma DGE de Alumbrado de Vías Públicas vigente para la zona donde se desarrolle el proyecto.
	Lámparas LED	30W/50W/100W*	
Cargas de uso general y productivo	-	-	La calificación eléctrica para las cargas de uso general y de uso productivo es determinada por la UF responsable del diseño de las redes secundarias, en base a los trabajos de campo y encuestas en la zona donde se desarrolle el proyecto.

Nota: *La tabla muestra la equivalencia entre lámparas de vapor de sodio y LED según la norma vigente (Resolución Directoral N° 108-2023-MINEM-DGE). Si surge una lámpara LED más eficiente con igual luminancia e iluminancia, será incluida en las cargas de alumbrado público.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2.2. Diseño

- **Ubicación óptima**

Se deben elegir áreas con buena radiación solar durante todo el año, y libres de obstáculos como montañas o árboles que puedan generar sombras. En la etapa de perfil, se debe garantizar la disponibilidad del terreno mediante un compromiso o acta formal suscrita por el municipio, el propietario o la autoridad local correspondiente, asegurando la cesión del terreno para el proyecto. No es estrictamente necesario que el terreno sea completamente plano, pero sí deben cumplirse algunas condiciones para maximizar la eficiencia del sistema:

- Aunque un terreno plano facilita la instalación, las áreas con ligera inclinación pueden ser viables. En terrenos irregulares o inclinados, se deben ajustar las estructuras de soporte para que los paneles tengan la inclinación óptima según la latitud del lugar, lo cual maximiza la captación solar.

- Si el terreno presenta desniveles importantes, es recomendable realizar un nivelado previo en las áreas donde se colocarán los paneles. Esto asegura que cada módulo mantenga el ángulo de inclinación adecuado y estable, de igual forma se puede utilizar estructuras con apuntalamiento.
- El terreno debe estar libre de vegetación alta, montículos de tierra o cualquier otra obstrucción que pueda generar sombras. En algunos casos, puede ser necesario limpiar periódicamente el área para evitar que el crecimiento de árboles u otras plantas reduzca la radiación recibida.
- El terreno debe facilitar el acceso para el transporte de materiales, instalación del proyecto y el mantenimiento rutinario de la central solar. Por ello, es ideal considerar rutas de acceso y una distribución que permitan la limpieza y la revisión de las conexiones eléctricas sin obstrucciones.

Es esencial realizar una evaluación de la irradiación solar y condiciones meteorológicas para identificar la mejor ubicación. Para la determinación de la irradiación solar de la zona en cuestión, resulta muy útil acudir a la dirección: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. Se puede obtener una tabla con diferentes parámetros meteorológicos de la localización geográfica seleccionada. El parámetro más importante es la columna de la radiación solar diaria en kWh/m²/día, o lo que es lo mismo, el número de horas pico de la zona (HSP), que representa el número de horas necesarias en condiciones de irradiación de 1 kW/m² para obtener la energía media del lugar.

Por ejemplo, si se observa la tabla de irradiación diaria para una inclinación de 15°, en el centro poblado San Roque, en el mes de abril, da un resultado de 4.5 kWh/m². Entonces, si las condiciones de irradiación fuesen de 1 kW, en un día se podrían alcanzar hasta 4.5 kWh de energía, que equivale en HSP de 4.5 horas de sol/día.

Tabla 70. Irradiación solar promedio por regiones

Región	Irradiación promedio Solar (kWh/m ² /día)	
	Mínimo	Máximo
Costa	4.0	7.5
Sierra	4.0	6.5
Selva	3.5	5.0

Fuente: Atlas de energía solar del Perú Proyecto, Per/98/G31: Electrificación Rural a base de energía fotovoltaica en el Perú (2003)

Se recomienda obtener la información climática y geográfica del lugar de instalación, a fin de diseñar adecuadamente la central fotovoltaica (CFV) y no sobredimensionarla. Para este efecto, se deberán obtener los valores de los siguientes indicadores del área a electrificar⁴²:

⁴² Resolución Directoral N° 203-2015-MEM-DGE “Especificaciones técnicas del sistema fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural”

- Irradiación solar mínima mensual anual.
 - Irradiación solar instantánea máxima anual.
 - Humedad relativa.
 - Rango de temperaturas ambiente.
 - Velocidad máxima del viento.
 - Altura sobre nivel del mar.
- **Orientación e inclinación de los paneles:** Se recomienda que el generador fotovoltaico debe ser instalado con una inclinación y orientación óptimas para maximizar su eficiencia, asegurando que esté libre de sombras proyectadas. La inclinación y orientación deben ser definidas por el proyectista en la etapa de diseño, considerando las condiciones específicas del sitio. Además, se deberá conocer la justificación de la elección de los grados de inclinación.
 - **Sistema de almacenamiento:** En zonas rurales aisladas, donde la demanda de energía puede ser intermitente, es necesario el uso de sistemas de almacenamiento de energía, generalmente baterías, para asegurar el suministro nocturno o en días nublados. La autonomía mínima debe ser de un día, pero el formulador debe proponer la autonomía recomendable para el sistema en función de la demanda y de las características climáticas del centro poblado.
 - **Protección y seguridad:** El diseño debe incluir medidas de protección contra el vandalismo, la intemperie o sobrecargas eléctricas. Además, es importante asegurar un fácil acceso para mantenimiento.
 - **Grupo electrógeno de respaldo:** Se recomienda que la Central Fotovoltaica (CFV) disponga de un generador térmico de respaldo para recargar las baterías con el fin de contribuir a la continuidad. Es decir, el generador de respaldo se utilizará exclusivamente la de recargar las baterías, sin utilizarse para cubrir picos de demanda. El tamaño adecuado del grupo electrógeno debe ser determinado por la UF encargada del diseño del sistema, en función de las necesidades energéticas específicas del proyecto. Se debe considerar que, dependiendo de la zona del proyecto, la energía de respaldo podría ser proporcionada por una fuente alternativa, como la energía eólica u otra que sea considerada por la UF.
 - El grupo electrógeno debe instalarse en un área ventilada y protegida de la intemperie para evitar daños y garantizar un funcionamiento seguro.
 - Considerar la ubicación para minimizar el impacto del ruido, especialmente en áreas próximas a viviendas. Se pueden usar generadores insonorizados o construir una cabina acústica.
 - Seleccionar el tipo de combustible (diésel, gas natural) en función de la disponibilidad local, costo y facilidad de almacenamiento. Los generadores diésel son comunes en áreas rurales por su durabilidad y eficiencia.

- La potencia del grupo debe ser dimensionada por el especialista correspondiente. Además, se debe presentar los cálculos que justifiquen la elección.
- Es fundamental cumplir con los permisos necesarios relacionados con la instalación y operación del grupo electrógeno, especialmente en lo referente al almacenamiento de combustible. Dependiendo de la capacidad del generador y el uso previsto, puede ser necesario tramitar autorizaciones específicas ante municipalidades u otras entidades competentes.

En el Perú, el almacenamiento de combustible para un grupo electrógeno de respaldo en proyectos de electrificación rural está regulado por:

- Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (D.S. N° 052-93-EM).
- Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y derivados de los Hidrocarburos (D.S. N° 030-98-EM).
- Ley General del Ambiente (Ley N° 28611).

En otras que están enmarcadas en garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad y operatividad, las cuales son supervisados por Osinergmin.

3.3.2.3. Tecnología

- **Paneles solares⁴³:** Se deben seleccionar paneles fotovoltaicos que sean eficientes, duraderos y adaptados a las condiciones climáticas locales (alta temperatura, polvo, humedad). Los paneles de silicio monocristalino o policristalino son comunes, pero también se puede considerar el uso de tecnologías más recientes si resultan más eficientes para el área.
 - **Limpieza y mantenimiento:** En zonas rurales, los paneles pueden acumular polvo o suciedad, lo que disminuye su eficiencia. Es recomendable un programa de limpieza regular, especialmente en áreas secas o polvorientas, para mantener la eficiencia del sistema.
 - **Estructuras de soporte:** En áreas rurales, es importante que las estructuras sean fáciles de instalar y mantener. Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo.

⁴³ Las especificaciones generales tanto físicas como eléctricas se encuentran detalladas en la Resolución Directoral N° 203-2015-MEM-DGE “Especificaciones técnicas para sistema fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural”.

Ilustración 28. Estructuras de soporte para los paneles solares en la Central Solar Purús-Ucayali



Fuente: Elaboración propia.

Para determinar el rango de generación solar en kWh o MWh de un sistema, se debe considerar la potencia de los paneles solares y las horas de sol que se aprovechan. Además, es fundamental tomar en cuenta la estimación de la demanda energética y dimensionar el sistema de acuerdo con ella. A criterio del proyectista, este dimensionamiento debe considerar factores adicionales como la vida útil y la calidad de los componentes, garantizando así un rendimiento óptimo y sostenible del sistema a lo largo del tiempo.

- **Inversores⁴⁴:** Los inversores deben ser de alta eficiencia y adecuados para convertir la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA) para el consumo local. Se debe tomar en cuenta el procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en inversores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, los requisitos para la conexión en paralelo de plantas de generación con redes de baja tensión y los requisitos específicos de seguridad para los convertidores de potencia utilizados en sistemas fotovoltaicos, con un enfoque particular en inversores. Para ello, se deben revisar las normas utilizadas por la DGER sean de carácter nacional y/o internacional.
 - **Protección contra condiciones climáticas.** Los inversores deben ser instalados en interiores o en gabinetes protegidos, lejos de la luz directa del sol y de la humedad excesiva, para prevenir fallos eléctricos. Se debe asegurar que el espacio tenga buena ventilación para evitar el sobrecalentamiento del inversor.
 - **Capacidad del inversor.** El inversor debe estar dimensionado correctamente para convertir toda la energía generada por los paneles y manejar la potencia demandada por los equipos conectados. Un inversor sobredimensionado puede ser costoso,

⁴⁴ Las especificaciones generales tanto físicas como eléctricas se encuentran detalladas en la Resolución Directoral N° 203-2015-MEM-DGE “Especificaciones técnicas para sistema fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural”.

mientras que uno sub dimensionado podría causar fallos o limitaciones en el suministro eléctrico.

- **Sistemas de protección:** El inversor debe contar con sistemas de protección para sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones. También es recomendable que tenga una función de desconexión automática en caso de fallos graves. Los dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD, por sus siglas en inglés) son elementos críticos en la protección de inversores en sistemas fotovoltaicos, ya que actúan como una barrera contra aumentos repentinos de voltaje. Estos pueden deberse a caída de rayos, problemas en la red o a otros eventos transitorios que podrían dañar el inversor y otros componentes del sistema.

Ilustración 29. Tipos de SPD para protección contra sobretensiones del sistema solar



Fuente: Elaboración propia.

Para una protección integral contra sobretensiones, se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones en los lados de CA y CC del inversor.

- **Inversores híbridos:** Permiten combinar la energía solar con otras fuentes, como generadores diésel, asegurando una mayor fiabilidad del sistema en épocas de baja radiación solar.

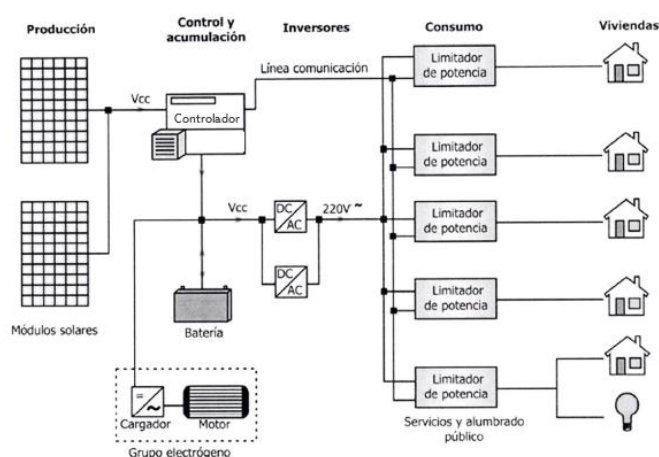
Los inversores *off-grid* (inversores autónomos) son comunes en sistemas fotovoltaicos aislados que no están conectados a la red eléctrica. Estos inversores se emplean en situaciones donde no hay acceso a la red o el acceso es intermitente. En muchas áreas rurales, se implementan micro-redes solares aisladas (*off-grid*) con inversores para proporcionar electricidad a un grupo de viviendas. Estas micro-redes pueden incluir baterías y otras fuentes de respaldo, como generadores, para mantener el suministro eléctrico.

Cuando las viviendas se encuentran agrupadas la mejor solución es adoptar una instalación centralizada. Este tipo de diseño ofrece una serie de ventajas respecto a las instalaciones individuales:

- Si se realiza un proyecto adecuado sobre la planta fotovoltaica, se puede disminuir el número de módulos fotovoltaicos (potencia) y la capacidad del banco de baterías.
- El número de inversores queda reducido.
- Se facilita el mantenimiento y limpieza de los elementos porque están concentrados en un solo lugar.

En la siguiente ilustración se muestra un sistema centralizado aislado de red. En este caso, la electricidad generada se almacena en una ubicación concreta, para luego distribuirse a cada una de las viviendas, el grupo electrógeno permite cargar el banco de baterías cuando la producción de energía de los módulos solares no sea suficiente.

Ilustración 30. Esquema básico de una electrificación rural con central solar aislada de la red

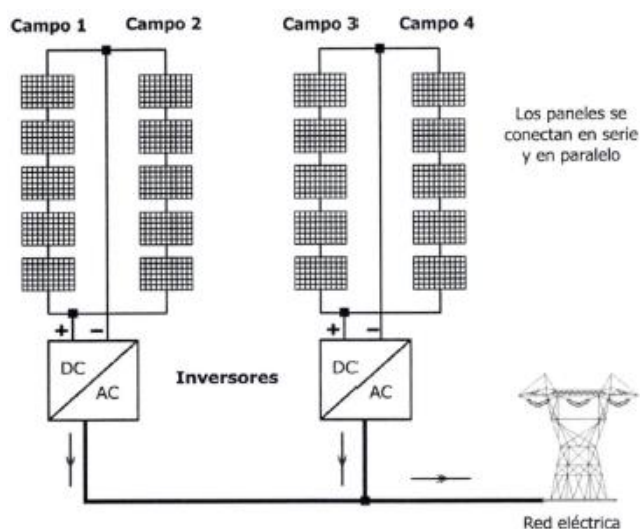


Fuente: Instalaciones Aisladas y Sistemas Conectados a la Red (2016)

Este enfoque ofrece una solución eficiente y sostenible para comunidades rurales alejadas de la red convencional.

Los inversores de red, o inversores conectados a la red eléctrica, son dispositivos que permiten que la energía generada por sistemas fotovoltaicos sea inyectada a la red eléctrica. Es importante destacar que solo los inversores conectados a la red cuentan con protección contra sobrecargas, lo que garantiza un funcionamiento seguro y eficiente. En la actualidad se utilizan como apoyo de suministro eléctrico o como mejora de la calidad de la red eléctrica en finales de línea.

Ilustración 31. Esquema básico de una central solar conectada a red

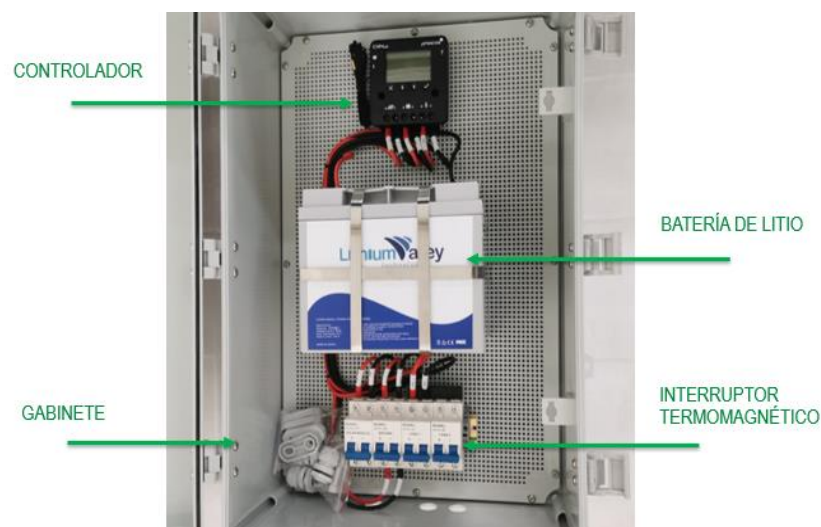


Fuente: Instalaciones Aisladas y Sistemas Conectados a la Red (2016)

Los objetivos de esta tipología de centrales se encaminan a:

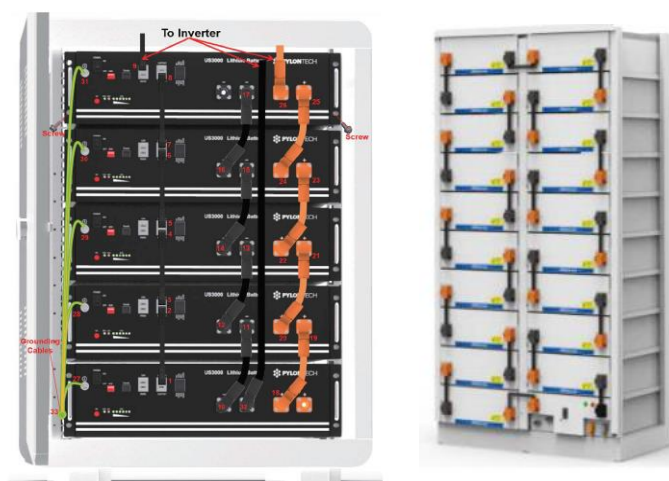
- Obtener una mejora de la calidad del servicio eléctrico, pudiéndose instalar en finales de línea para corregir las distorsiones de la forma de onda, micro cortes, caídas de tensión y valores de tensión fuera de rango.
 - Existen instalaciones que están provistas de un sistema de acumulación que, en caso de falta de suministro de la red en horas nocturnas, por problemas climatológicos u otro tipo de causa, se comportan como fuente suministradora.
 - Estas centrales están diseñadas para producir energía eléctrica de forma autónoma, ya sea como fuente principal o como complemento de otros sistemas de generación existentes, asegurando la continuidad del servicio, particularmente en periodos donde otras fuentes presentan limitaciones, como ocurre con las centrales hidráulicas durante el estiaje.
 - Debido a que la generación fotovoltaica se produce en coincidencia con puntas de consumo, las centrales pueden ayudar a aplanar la curva de demanda.
 - Al producirse, en general, la generación cerca de las zonas de consumo, se favorece la descentralización de la producción, evitando el tendido de grandes líneas de distribución y las pérdidas asociadas en transporte y transformación.
 - No necesitan emplear batería, por lo que reducen significativamente los costes.
- **Banco de baterías.** Las baterías permiten almacenar la energía generada por los paneles solares para su uso durante la noche o en momentos en los que la radiación solar es insuficiente, garantizando un suministro continuo de electricidad. En zonas rurales, donde la red eléctrica puede ser inestable o no estar disponible, las baterías garantizan la continuidad del servicio.

Ilustración 32. Batería de litio para Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD)



Fuente: Pylon Technologies (2023)

Ilustración 33. Banco de baterías



Fuente: Pylon Technologies (2023)

- **Ubicación y ventilación.** Las baterías deben ser instaladas en un lugar fresco y seco, protegido de la luz solar directa y con buena ventilación para evitar el sobrecalentamiento. Idealmente, se debe utilizar un espacio cerrado, pero con ventilación adecuada, como un gabinete o cuarto técnico.
- **Protección contra condiciones extremas.** En zonas rurales donde puede haber temperaturas extremas, es fundamental proteger el ambiente donde se encuentra el banco de baterías con aislantes térmicos para evitar daños. Las baterías de iones de litio suelen ser más resistentes a las fluctuaciones de temperatura en comparación con las de plomo-ácido.
- **Capacidad suficiente.** El banco de baterías debe tener la capacidad de almacenar suficiente energía para garantizar el suministro durante la noche o en días nublados, asegurando al menos 1 día de

autonomía, dependiendo de la demanda y las condiciones climatológicas locales que establece el consultor. Es importante destacar que el número de días de autonomía no está definido por una normativa específica, sino que se determina en función de las condiciones del entorno, los criterios de diseño aplicados y confiabilidad del sistema que se requiera. Estas consideraciones son esenciales para garantizar un sistema eficiente y confiable.

- **Mantenimiento.** Realizar inspecciones visuales mensuales para detectar si hay signos de daños físicos, corrosión en los terminales y conexiones, así como fugas o hinchazón en las baterías. Es fundamental mantener las baterías dentro del rango óptimo de carga, que suele oscilar entre 20% y 80%, para prolongar su vida útil. Además, se deben llevar a cabo pruebas periódicas para verificar la capacidad de las baterías a través de ciclos de carga y descarga. Esta práctica ayuda a identificar problemas potenciales antes de que se conviertan en fallas críticas.

Las regulaciones pueden variar ampliamente. En Perú, las normativas suelen alinearse con estándares internacionales de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) y las normas nacionales utilizadas por la DGER (Dirección General de Electrificación Rural).

- **Controladores de carga**⁴⁵. Son fundamentales para salvaguardar las baterías, evitando tanto sobrecargas como sobre descargas, lo que contribuye a prolongar su vida útil. Deben operar en cualquier condición, ya sea con la batería desconectada, el generador fotovoltaico en funcionamiento (produciendo energía) y las cargas conectadas, ya sea encendidas o apagadas. Además, garantizan que la tensión de salida a las cargas no exceda 1.25 veces la tensión nominal del sistema.
- **Grupo electrógeno de respaldo.** Como ya se mencionó, en el contexto de centrales solares, es fundamental complementar la planta solar con otras fuentes de energía, como generadores diésel, para garantizar un suministro estable mediante la recarga de baterías.

Existen grupos electrógenos que son adecuados para la recarga de baterías. De acuerdo a las especificaciones del fabricante, cuando el generador no opera de forma continua, es necesario utilizar repuestos específicos. Asimismo, considerar que, de acuerdo a las especificaciones técnicas pertinentes, el generador debe operar a un determinado rango de su capacidad, lo que puede variar en función del consumo y del tamaño de la planta de generación.

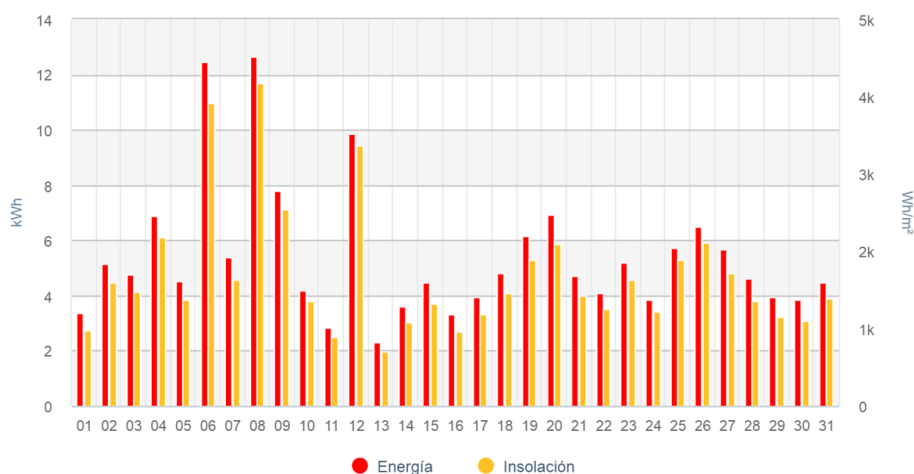
Las regulaciones referentes al almacenamiento de combustible para grupos electrógenos se mencionaron en la sección correspondiente a extensión de redes (Sección 3.3.1).

⁴⁵ Las especificaciones generales tanto físicas como eléctricas se encuentran detalladas en la Resolución Directoral N° 203-2015-MEM-DGE “Especificaciones técnicas del sistema fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural”.

- **Tecnologías de monitoreo.** Implementar sistemas de monitoreo remoto para seguir el rendimiento de la planta y detectar fallos o pérdidas de eficiencia. Esto es clave en áreas rurales donde el acceso para mantenimiento puede ser limitado.

La mayoría de los sistemas de monitoreo remoto envían datos a través de internet para que puedan ser analizados en tiempo real. Esto permite a los operadores monitorear el rendimiento de la planta, detectar fallos y evaluar la eficiencia desde cualquier ubicación. Si la conexión a internet es un desafío significativo, se pueden considerar sistemas de monitoreo que utilicen almacenamiento local y que transmitan datos de manera periódica cuando haya acceso a internet, aunque esto podría limitar la capacidad de respuesta ante problemas inmediatos.

Ilustración 34. Registro de monitoreo del Rendimiento del Sistema Fotovoltaico de 3.20 kW



Fuente: Elaboración propia.

3.4. Metas físicas de los activos que se buscan crear o modificar con el PI

En esta sección se establecen las metas físicas del proyecto que se ha previsto ejecutar con el PI, considerando el diseño preliminar de acuerdo a las alternativas técnicas factibles. Las metas físicas para los proyectos de electrificación rural dependerán de la alternativa seleccionada. En la Tabla 71 se presenta el formato correspondiente para el registro de las metas físicas que se crearán o se modificarán con el proyecto.

Tabla 71. Registro de metas físicas del PI

Ítem	Descripción	Un.	Cantidad
I	SUMINISTROS		
	POSTES Y ACCESORIOS		
1.01	Postes de madera de 12m.	Unid.	
1.02	Postes de concreto CAC 13m	Unid.	
1.03	Ménsulas de CAV M/0.80/500Kg.	Unid.	
1.04	Ménsulas de CAV M/1.00/500Kg.	Unid.	
1.05	Ménsulas de CAV M/1.20/500Kg.	Unid.	
1.07	Palomilla Simple de CAV. Mp/1.50/150	Unid.	

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión
de Electrificación Rural

Ítem	Descripción	Un.	Cantidad
1.06	Media Loza de CAV 1.10/750Kg.	Unid.	
1.07	Crucetas de madera	Unid.	
1.08	Crucetas de CAV	Unid.	
	AISLADORES		
1.09	Aislador polimérico tipo suspensión de 27KV.	Unid.	
1.10	Aisladores tipo pin 27KV incluye espiga de A°G°	Unid.	
1.11	Adaptador Grillete recto de A°G°.	Unid.	
	CONDUCTORES		
1.12	Cable unipolar NYY 0.6/1KV.	m	
1.13	Conductor de aleación de aluminio (AAAC)	Km	
1.14	Conductor de Cu desnudo, temple blando cableado de 25mm ²	m	
1.15	Conductor de Cu desnudo, temple duro cableado de 35mm ²	m	
	FERRETERIA Y ACCESORIOS		
1.16	Accesorios para conductor	Cjto.	
1.17	Accesorios para estructuras	Cjto.	
1.18	Accesorios para Retenidas y anclajes	Cjto.	
	PUESTA A TIERRA		
1.19	Varilla copperweld 16mm Ø x 2.40m.	Unid.	
1.20	Conductor copperweld 25mm ²	m	
1.21	Conector de bronce para varilla y cable	Unid.	
1.22	Caja de concreto para puesta a tierra	Unid.	
1.23	Tierra de cultivo	m ³	
1.24	Curva de PVC SAP 19mm	Unid.	
1.25	Tubo de plástico de PVC SAP de 19mm x 1.5m de long.	Unid.	
1.26	Cable CPI de 25mm ²	m	
	EQUIPOS DE PROTECCION Y MANIOBRAS		
1.27	Seccionador tipo cuto ut 27KV, 100 ^a .	Unid.	
1.28	Pararrayos	Unid.	
	EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIONES		
1.29	Transformador de distribución de Potencia Requerida.	Unid.	
1.30	Tablero de distribución y accesorios	Unid.	
1.31	Equipos de Protección y maniobra	Unid.	
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO		
	OBRAS PRELIMINARES		
2.01	Monitoreo del EIA y supervisión e inspección del instituto nacional de cultura (INC)	Cjto.	
2.02	Replanteo topográfico y ubicación de estructuras	km	
2.03	Actualización del Estudio Definitivo a Nivel de Ingeniería de detalle de las líneas.	Cjto.	
2.04	Despeje de árboles dentro de la franja de servidumbre	Unid.	
2.05	Informe técnico sustentatorio de gestión de servidumbre	Unid.	
	MONTAJE DE POSTES		
2.06	Excavación de hoyos para postes	Unid.	
2.07	Distribución de postes de almacén a punto de izaje.	Unid.	
2.08	Izaje de postes	Unid.	
2.09	Cimentación de postes de concreto		

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

Ítem	Descripción	Un.	Cantidad
	MONTAJE DE ARMADOS		
2.10	Armado de PD	Unid.	
2.11	Armado PSVM-3	Unid.	
2.12	Armado PRVM-3	Unid.	
2.13	Armado SECC	Unid.	
2.14	Armado PTSVM-3	Unid.	
2.15	Armado de la SED.	Unid.	
	MONTAJE DE CONDUCTORES (TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA)		
2.16	Conductor de Aleación de Aluminio AAAC.	Km	
2.17	Conductor NYY 0.6-1.0KV	Km	
	INSTALACION DE RETENIDAS		
2.18	Excavación de terreno normal para hoyo de retenida	Unid.	
2.19	Instalación de retenida vertical	Unid.	
2.20	Relleno y compactación para el bloque de anclaje.	Unid.	
	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA		
2.21	Excavación de hoyo de puesta a tierra	Unid.	
2.22	Instalación de puesta a tierra tipo PAT-1	Unid.	
2.23	Relleno y compactación de puesta a tierra.	Unid.	
	INSTALACION DE TRANSFORMADORES		
2.24	Instalación de transformador	Unid.	
2.25	Instalación de Tablero de distribución.	Unid.	
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO		
2.26	Pruebas y Puesta en Servicio	Cjto.	
2.27	Empalme a red del concesionario.	Cjto.	
2.28	Expediente Técnico conforme a Obra	Cjto.	

Fuente: Elaboración propia.

Recuadro N.º 43: Ejemplo de metas físicas para extensión de redes

Se presenta las metas físicas para un proyecto de electrificación rural en el centro poblado Lucas Cutivalu en Piura:

Tabla 72. Metas físicas para Lucas Cutivalu

Acción sobre los activos		Tipo de Factor Productivo	Unidad Física		Dimensión Física	
Acción	Activo que define capacidad		Unidad de medida	Cantidad	Unidad de medida	Cantidad
Implementación	Redes Primarias	Infraestructura	Red	1	km	1.55
Implementación	Redes Secundarias	Infraestructura	Red	1	km	10.0
Implementación	Líneas Primarias	Infraestructura	Línea	1	km	7.85

Fuente: Elaboración propia.

Recuadro N.º 44: Ejemplo de metas físicas para sistema fotovoltaico

Se presenta las metas físicas para un proyecto de electrificación rural en el centro poblado Santa Clotilde en Loreto:

Tabla 73. Metas físicas para Santa Clotilde

Acción sobre los activos		Tipo de Factor Productivo	Unidad Física		Dimensión Física	
Acción	Activo que define capacidad		Unidad de medida	Cantidad	Unidad de medida	Cantidad
Implementación	Sistema de Generación Fotovoltaica	Infraestructura	Central	1	kW (potencia)	350
Implementación	Redes Eléctricas	Infraestructura	Red	1	km	22.25
Implementación	Centros de Transformación	Equipo	Centro	1	kW (potencia)	250
Implementación	Acometidas Eléctricas Domiciliarias	Equipo	Acometidas	735	unidad	735

Fuente: Elaboración propia.

4. Gestión del Proyecto de Inversión

La ejecución eficiente de las inversiones y la entrega sostenible del servicio de electricidad por parte de la empresa prestadora de servicios son elementos fundamentales en un proyecto de electrificación rural. La gestión del proyecto se refiere al proceso que incluye la planificación, ejecución, supervisión y control de las acciones necesarias para alcanzar el objetivo de dar servicio eléctrico en áreas rurales. Este análisis se centra en las etapas de ejecución y funcionamiento.

4.1. Fase de ejecución

El objetivo de la gestión de la ejecución de un proyecto de electrificación rural es asegurar que la UP se constituya de acuerdo con el diseño, los plazos y los costos planificados. Este análisis debe realizarse considerando las alternativas técnicas viables que resulten del análisis técnico previo. Para ello, se deben tomar en cuenta cuatro temas: (i) organización, (ii) plan de implementación, (iii) modalidad de ejecución y (iv) condiciones previas para la ejecución.

4.1.1. Organización

La responsabilidad de la ejecución del proyecto de electrificación rural recae en la Unidad Ejecutora de Inversiones (UEI). La UEI es el órgano competente para liderar, coordinar y desarrollar todos los aspectos técnicos relacionados con la implementación de los componentes y activos del proyecto de electrificación rural. Para poder asumir esta responsabilidad, la UEI debe contar con la capacidad técnica, administrativa y financiera necesaria para asegurar una ejecución eficiente.

Entre las funciones de la UEI se encuentran la preparación de planes de trabajo, términos de referencia y bases de contratación de los diferentes servicios que necesita la ejecución de un proyecto de electrificación rural. Asimismo, debe contar con la capacidad para supervisar el avance en la ejecución del proyecto y la administración de los contratos correspondientes hasta la liquidación física y financiera y el cierre del proyecto. A manera de referencia, a continuación, se enuncian las principales prácticas que debe cumplir una Unidad Ejecutora de Inversiones (no es una lista exhaustiva ni limitante).

- a) Planificar, ejecutar, monitorear y evaluar los objetivos y metas del Programa.
- b) Consolidar la información administrativa, financiera u otras, para la correcta ejecución de los recursos y lograr los objetivos propuestos, utilizando instrumentos de gestión, tales como: el Plan Operativo Anual (POA), el Plan de Adquisiciones (PA), entre otros; así como proponer las actualizaciones y ajustes para su mejor implementación.
- c) Presentar informes periódicos, análisis de estados financieros, evaluaciones de gestión, monitoreo y demás documentos relacionados con el estado de avance físico y financiero del proyecto.
- d) Realizar los procesos de adquisición de bienes y contratación de servicios según lo indicado en los estudios de pre-inversión.
- e) Utilizar y mantener adecuadamente organizados los sistemas contables, financieros y de control interno para la administración de los recursos del proyecto.
- f) Elaborar y presentar las solicitudes de desembolsos y la justificación del uso de los recursos.
- g) Aprobar los expedientes técnicos o documentos equivalentes que resulten de la ejecución de las actividades del proyecto.
- h) Aprobar los avances de obra resultantes de la ejecución de los avances de obra.
- i) Realizar la liquidación a la culminación del proyecto y proceder al registro de los activos en la contabilidad nacional.

La realización de estas funciones puede conllevar a disponer, dentro de la UEI, del siguiente equipo profesional:

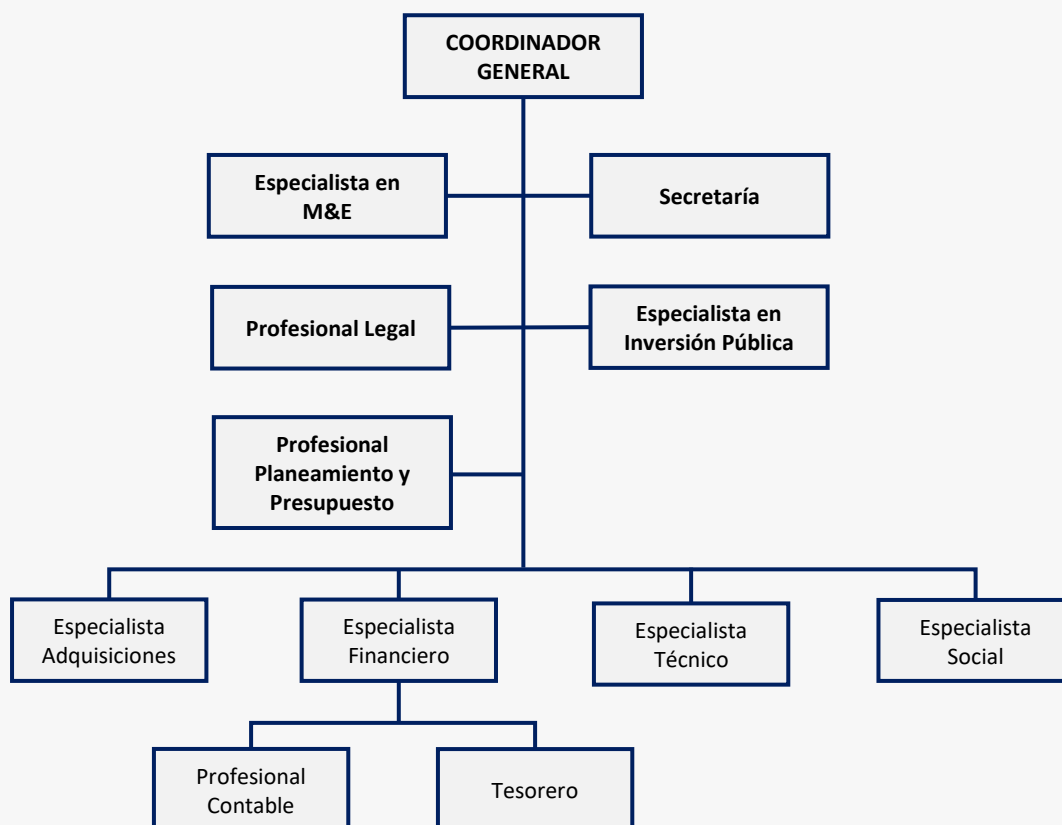
- Coordinador General
- Especialista en Monitoreo y Evaluación
- Especialista en Planeamiento y Presupuesto
- Especialista en Inversión Pública
- Abogado
- Especialista en Adquisiciones
- Especialista Financiero
- Contador
- Tesorero
- Especialistas técnicos en electrificación rural
- Especialista en temas sociales

Es muy recomendable que la Unidad Formuladora (UF) deberá incluir como anexo del perfil el registro del nombre, el documento de identidad (DNI), número de celular y el número de matrícula en el colegio profesional (de corresponder) de cada especialista que emite informes contenidos en el perfil del proyecto. De manera similar, la Unidad Ejecutora de Inversiones deberá registrar el nombre, el documento de identidad (DNI), número de celular y el número de matrícula en el colegio profesional (de corresponder) de cada especialista que emite informes contenidos en expediente técnico del proyecto.

Recuadro N.º 45: Organización recomendable para una Unidad Ejecutora de proyectos de electrificación rural

Para la ejecución de proyectos de electrificación rural la organización de una unidad ejecutora podría contar con el siguiente organigrama:

Ilustración 35. Organigrama sugerido para la ejecución de proyectos de electrificación rural



Fuente: Elaboración propia.

Considerar que, en una municipalidad, los especialistas están distribuidos entre las diferentes gerencias, por lo que se debe especificar las funciones de cada uno. Además, es posible que un mismo profesional asuma múltiples responsabilidades en caso de contar con la experiencia en el cargo asignado. Además, la Unidad Ejecutora de Inversiones deberá contar con:

- Las competencias y funciones necesarias.
- La capacidad técnica requerida, incluyendo equipos, sistemas de información y control, instrumentos de gestión, procedimientos,

experiencia y estructura organizativa. Lo recomendable es que la ejecución del proyecto sea por administración indirecta.

Siguiendo los criterios antes mencionados las UEI de los proyectos de electrificación rural deben ser la DGER o la EDE en cuya ZRT se encuentra el proyecto.

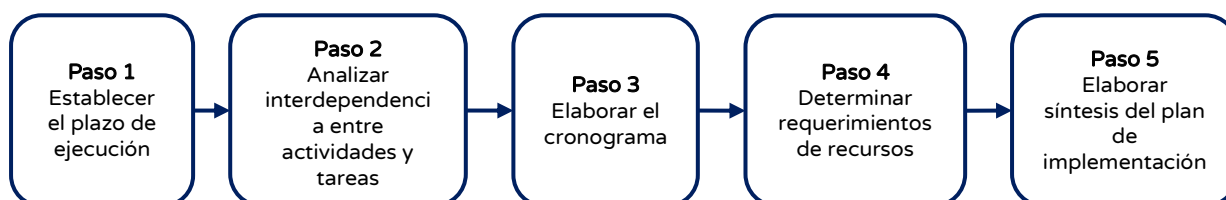
4.1.2. Plan de implementación

El plan de implementación de un proyecto de electrificación rural debe detallar las actividades y tareas necesarias para alcanzar las metas del mismo, definiendo la secuencia y la ruta crítica, la duración, los responsables y los recursos requeridos. Es muy importante desarrollar una programación realista de las actividades de la ejecución del proyecto de electrificación rural, considerando los procedimientos de contrataciones y adquisiciones que se llevarán a cabo durante la fase de inversión.

En la ejecución del proyecto, es necesario coordinar adecuadamente las actividades de acuerdo con los sistemas administrativos de inversión pública, presupuesto público y abastecimiento. Se recomienda que quienes elaboran los proyectos tengan un conocimiento sólido de las normas relacionadas con el presupuesto, las contrataciones y la inversión pública.

Para un correcto desarrollo del plan de implementación, se recomienda seguir los siguientes pasos:

Gráfico 33. Pasos para desarrollar el plan de implementación



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1. Establecer el plazo de ejecución

En esta etapa, es importante desagregar las diversas actividades a realizar durante la ejecución del proyecto, de manera que se puedan estimar correctamente los tiempos necesarios y se minimicen los riesgos de retrasos en la finalización, anticipando las actividades que se deben realizar. Para ello, es fundamental considerar también los plazos requeridos para llevar a cabo cada tarea y acción. La siguiente tabla muestra los plazos referenciales correspondientes a un proyecto de electrificación rural mediante una central de generación fotovoltaica en Taquile.

Tabla 74. Plazos de las actividades para el plan de implementación de un proyecto en ER en Taquile

	Actividades	Tareas/Acciones	Plazo (semanas)
Expediente técnico			

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión
de Electrificación Rural

	Actividades	Tareas/Acciones	Plazo (semanas)
Expediente técnico	Desarrollo de expediente	Replanteo Topográfico y Ubicación de Central de Generación Fotovoltaica	4
		Replanteo Topográfico y Ubicación de Estructuras de Redes Primarias	4
		Replanteo Topográfico y Ubicación de Estructuras de Redes Secundarias	4
		Gestión de Servidumbre	5
		Licencia ambiental	
		Licencia del MINCUL	4
		Saneamiento físico legal de terrenos	26
Ejecución de obra			
CENTRALES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	Trabajos preliminares	Campamentos, Almacenes y Cartel (estándar DGER/MEM)	43
		Monitoreo Ambiental a Cargo de un Especialista Ambiental	39
		Limpieza de Franja de Servidumbre	8
		Monitoreo e Inspección del Ministerio de Cultura (MC)	39
	Adquisición de Suministros	Arreglo Fotovoltaico y Estructuras de Soporte	16
		Banco de Baterías y Estructura de Soporte	16
		Sistema de Gestión, protección y Acondicionamiento de Energía	16
		Transformadores	16
		Cableado	12
		Material para puesta a tierra	8
		Equipo de protección y maniobra	12
	Transporte	Transporte de Materiales y Equipos a la Zona del Proyecto	16
	Montaje electromecánico de líneas primarias	Obras Civiles	8
		Arreglo Fotovoltaico y Estructura de Soporte	7
		Banco de Baterías y Estructura de Soporte	7
		Sistema de Gestión, protección y Acondicionamiento de Energía	5
		Instalación de puesta a tierra y cableado	7
		Pruebas y puesta en servicio de la central de generación fotovoltaica	4
REDES PRIMARIAS	Adquisición de Suministros	Postes de madera o fibra de vidrio importada y crucetas	16
		Conjunto aisladores y accesorios	12
		Conductor de aleación aluminio y cobre	12
		Material de ferretería para postes y crucetas	12
		Materiales para retenidas y anclajes	12
		Material para puesta a tierra	12
		Equipo de protección y maniobra	12
		Transformadores de distribución	12
		Tableros de distribución	12
		Cables de energía de baja tensión	12
	Transporte	Transporte de Materiales y Equipos a la Zona del Proyecto	12
	Montaje electromecánico de redes primarias	Excavación en terreno normal y rocoso	12
		Transporte poste de almacén a punto de izaje	8
		Izado de postes, relleno y compactación para cimentación	5
		Montaje de armados	8
Instalación de retenidas		7	

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

	Actividades	Tareas/Acciones	Plazo (semanas)
REDES SECUNDARIAS		Tendido y puesta en flecha conductor aleación de al por fase	8
		Instalación de puesta a tierra	8
		Pruebas y puesta en servicio de las redes primarias	4
	Adquisición de Suministros	Postes de madera o fibra de vidrio importada	16
		Accesorios de cables autoportantes y cables de cobre	12
		Materiales para retenidas y anclajes	12
		Luminarias lámparas y accesorios	12
		Material de ferretería para postes	12
		Material para puesta a tierra	12
		Suministro para conexiones domiciliarias	12
	Transporte	Transporte de Materiales y Equipos a la Zona del Proyecto	12
	Montaje electromecánico de redes secundarias	Excavación en terreno normal y rocoso	12
		Transporte de poste de almacén a punto de izaje	8
		Izado de postes, relleno y compactación para cimentación	8
		Instalación de retenidas	6
		Montaje de armados	6
		Montaje de conductores autoportantes	8
		Instalación de puesta a tierra	5
		Instalación de pastorales, luminarias y lámparas	5
		Instalación de acometida domiciliarias	8
		Pruebas y puesta en servicio de las redes secundarias	4
		Total (semanas)	

Nota: Algunas acciones se desarrollan de manera simultánea.

Fuente: DGER (2014).

Al preparar el cronograma de actividades, se debe hacer una programación realista de las actividades. Se debe considerar períodos de espera, aprobaciones, obtención de licencias, permisos, certificaciones y posibles tiempos para resolver observaciones, de acuerdo con los plazos establecidos en las normativas de contratación y presupuesto. Entre los procesos comunes en cualquier proyecto se encuentran el saneamiento físico legal, la obtención del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA), la certificación ambiental, las autorizaciones municipales y los procesos de licitación, entre otros. Se recomienda que la Unidad Formuladora (UF) verifique sus estimaciones con las Unidades Ejecutoras de Inversiones (UEI) que hayan llevado a cabo proyectos similares.

Para determinar el plazo de ejecución, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Caso en el cual el proyecto de electrificación rural se realizará por etapas (cada una con Expediente de Liquidación). En algunos casos, es recomendable que, al finalizar una etapa, se comiencen a brindar servicios de electrificación a las comunidades mientras se completan las demás etapas. Esto podría aplicarse, por ejemplo, a la instalación progresiva de módulos fotovoltaicos domiciliarios, donde algunos módulos pueden entrar en funcionamiento antes de que se complete la instalación en todas las

viviendas. Sin embargo, esta modalidad de ejecución no debe causar demoras en la finalización del proyecto que afecten la disponibilidad del servicio para los beneficiarios. La ejecución por etapas solo se justifica si existe un respaldo técnico que maximice los beneficios sociales y no por limitaciones presupuestarias.

- b. La modalidad de ejecución del proyecto debe ser a través de contratos con terceros.
- c. Las capacidades reales de la entidad para asegurar los recursos financieros requeridos durante la fase de ejecución del proyecto.

Paso 2. Analizar la interdependencia entre actividades y tareas

Es fundamental identificar la relación entre las actividades de ejecución para determinar si deben realizarse de manera secuencial (una después de la otra) o si pueden ejecutarse de forma paralela. A partir de este análisis, se define la ruta crítica, que es la secuencia de actividades que no puede retrasarse sin afectar el plazo total de ejecución del proyecto.

En el caso de los proyectos de electrificación rural mediante extensión de redes, la secuencia de actividades suele ser la siguiente:

- **Pre-construcción**
 - Estudios de factibilidad: Análisis técnico, económico y ambiental.
 - Diseño detallado (Ingeniería de detalle): Planificación de la ruta, cálculos, especificaciones técnicas de suministro y montaje de materiales, metrados, etc.
 - Obtención de permisos: Autorizaciones gubernamentales, municipales y de propiedad.
 - Adquisición de materiales: Postes, conductores, ferretería en general, transformadores, tableros y equipos de protección.
- **Construcción**
 - Preparación del terreno: Desmonte, limpieza y excavación.
 - Replanteo de obra: Modificación de trazos.
 - Aprobación de la ingeniería de detalle.
 - Instalación de postes: Excavación, izaje y Cimentación.
 - Tendido de conductores: Instalación de cables eléctricos.
 - Instalación de transformadores: Unidades de transformación y equipos de protección
 - Conexión de equipos: Medidores, interruptores y protecciones.
- **Instalación de Equipos**
 - Subestaciones: Instalación de equipos de transformación y protección.
 - Seccionadores: Instalación de equipos de corte y sección.
 - Protectores: Instalación de fusibles.
- **Pruebas y Puesta en Servicio**
 - Pruebas de tensión: Verificación de la integridad de la línea.
 - Pruebas de corriente: Verificación de la capacidad de carga.

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

- Pruebas de protección: Verificación del funcionamiento de equipos de protección.
- Puesta en servicio: Conexión de la línea a la red eléctrica.
- Capacitación y entrenamiento: Personal de operación y mantenimiento.
- **Actividades Posteriores**
 - Mantenimiento preventivo: Inspecciones regulares y reparaciones.
 - Mantenimiento correctivo: Reparaciones de fallas y averías.
 - Actualizaciones y mejoras: Ampliaciones y modernizaciones de la red.
 - Monitoreo y control: Supervisión remota de la red.
- **Seguridad**
 - Plan de seguridad: Implementación de medidas de seguridad.
 - Equipos de protección personal: Uso de equipos de protección.
 - Señalización: Identificación de áreas de trabajo y peligros.
 - Capacitación en seguridad: Entrenamiento para el personal.

Es importante realizar estas actividades conforme a las normas y estándares técnicos establecidos por organizaciones como IEEE, IEC y entidades reguladoras locales.

En el caso de los proyectos de electrificación rural con centrales fotovoltaicas aisladas, la secuencia de actividades suele ser la siguiente:

- **Identificación y desarrollo de ingeniería**
 - Identificación: Recurso solar, análisis de demanda y área disponible.
 - Diseño detallado (Ingeniería de detalle): Dimensionamiento, diseño constructivo, especificaciones técnicas de suministro y montaje de materiales, metrados, etc.
 - Obtención de permisos: Autorizaciones gubernamentales, municipales y de propiedad.
 - Adquisición de equipos y materiales: Panel FV, controladores, inversores, baterías, conductores, ferretería en general, tableros y equipos de protección.
- **Construcción**
 - Preparación del terreno: Desmonte, limpieza y excavación.
 - Replanteo de obra: Modificación de estructura de anclaje.
 - Aprobación de la ingeniería de detalle.
 - Instalación de estructura de soporte y cimentación de ser el caso.
 - Tendido de conductores: Instalación de cables eléctricos.
- **Instalación de Equipos**
 - Paneles solares: Instalación del arreglo solar o *string* y protección.
 - Seccionadores: Instalación de equipos de corte y sección.
 - Protectores: Instalación de fusibles.
- **Pruebas y Puesta en Servicio**
 - Pruebas de tensión: Verificación de la integridad de la línea.
 - Pruebas de corriente: Verificación de la capacidad de carga.

- Pruebas de protección: Verificación del funcionamiento de equipos de protección.
- Puesta en servicio: Conexión de la línea a la red eléctrica.
- Capacitación y entrenamiento: Personal de operación y mantenimiento.
- **Actividades Posteriores**
 - Mantenimiento preventivo: Inspecciones regulares y reparaciones.
 - Mantenimiento correctivo: Reparaciones de fallas y averías.
 - Monitoreo y control: Supervisión remota de la red.
- **Seguridad**
 - Plan de seguridad: Implementación de medidas de seguridad.
 - Equipos de protección personal: Uso de equipos de protección.
 - Señalización: Identificación de áreas de trabajo y peligros.
 - Capacitación en seguridad: Entrenamiento para el personal.

Es importante realizar estas actividades conforme a las normas y estándares técnicos establecidos por organizaciones como IEEE, IEC y entidades reguladoras locales.

Paso 3. Elaborar el cronograma

A partir de la interdependencia identificada en el paso 2, se desarrolla el cronograma mensual de ejecución del proyecto. Una vez que se han estimado los costos, este cronograma puede reflejar el avance esperado en la ejecución financiera del proyecto.

Para ello, se requiere elaborar un Diagrama de Gantt en el que se determinen las fechas de inicio y fin planificadas para las actividades del proyecto, es decir se analiza las secuencias de las actividades, su interdependencia y duración, así como los recursos y restricciones; todo esto con el fin de determinar la ruta crítica y crear un cronograma realista y efectivo. Al respecto, tener como referencia el ejemplo de la Tabla 78.

Paso 4. Determinar los requerimientos de recursos

Para gestionar adecuadamente el proyecto se debe analizar los recursos humanos y materiales que requerirá la ejecución del proyecto de inversión (PI) y su disponibilidad dentro de la institución. En este contexto, se identificarán los recursos necesarios para integrarlos en la organización de la Unidad Ejecutora de Inversiones (UEI) que estará a cargo de la ejecución.

A continuación, se presenta un ejemplo de asignación de responsables de la ejecución del proyecto, desglosados por las actividades y acciones mencionadas anteriormente.

Tabla 75. Responsables de las actividades para el plan de implementación

Tareas/Acciones	Responsable
Elaboración de TdR para desarrollo de Expediente Técnico	Nombre y cargo del funcionario de la UEI
Actos preparatorios, proceso de selección y firma del contrato	Nombre y cargo del funcionario de la UEI
Elaboración de Expediente Técnico	Nombre y cargo del funcionario de la UEI
Aprobación de Expediente Técnico	Nombre y cargo del funcionario de la UEI
Elaboración de Bases para contrato de obra	Nombre y cargo del funcionario de la UEI
Actos preparatorios, proceso de selección y firma del contrato	Nombre y cargo del funcionario de la UEI
Ejecución de obras	Nombre y cargo del funcionario de la UEI
Recepción, liquidación y transferencia	Nombre y cargo del funcionario de la UEI

Fuente: Guía General (2024)

En la siguiente tabla, se presenta a manera de ejemplo el órgano responsable de cada acción para el proyecto de Taquile:

Tabla 76. Responsables de las actividades para el plan de implementación en Taquile

	Tareas/Acciones	Plazo (semanas)	Órgano Responsable
TRABAJOS PRELIMINARES	Campamentos Almacenes y Cartel (estándar DGER/MEM)	43	DGER
	Replanteo Topográfico y Ubicación de Central de Generación Fotovoltaica	4	DGER
	Replanteo Topográfico y Ubicación de Estructuras de Redes Primarias	4	DGER
	Replanteo Topográfico y Ubicación de Estructuras de Redes Secundarias	4	DGER
	Monitoreo Ambiental a Cargo de un Especialista Ambiental	39	DGER
	Gestión de Servidumbre	5	DGER
	Limpieza de Franja de Servidumbre	8	DGER
	Monitoreo e Inspección del Ministerio de Cultura (MC)	39	DGER
CENTRALES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	Matriz Fotovoltaica y Estructuras de Soporte	16	DGER
	Banco de Baterías y Estructura de Soporte	16	DGER
	Sistema de Gestión, protección y Acondicionamiento de Energía	16	DGER
	Transformadores	16	DGER
	Cableado	12	DGER
	Material para puesta a tierra	8	DGER
	Equipo de protección y maniobra	12	DGER
	Transporte de Materiales y Equipos a la Zona del Proyecto	16	DGER
	Obras Civiles:	8	DGER
	Matriz Fotovoltaica y Estructura de Soporte	7	DGER

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

	Tareas/Acciones	Plazo (semanas)	Órgano Responsable
	Banco de Baterías y Estructura de Soporte	7	DGER
	Sistema de Gestión y Acondicionamiento de Energía	5	DGER
	Instalación de puesta a tierra y cableado	7	DGER
	Pruebas y puesta en servicio de la central de generación fotovoltaica	4	DGER
REDES PRIMARIAS	Postes de madera o fibra de vidrio importada y crucetas	16	DGER
	Conjunto aisladores y accesorios	12	DGER
	Conductor de aleación aluminio y cobre	12	DGER
	Material de ferretería para postes y crucetas	12	DGER
	Materiales para retenidas y anclajes	12	DGER
	Material para puesta a tierra	12	DGER
	Equipo de protección y maniobra	12	DGER
	Transformadores de distribución	12	DGER
	Tableros de distribución	12	DGER
	Transporte de Materiales y Equipos a la Zona del Proyecto	12	DGER
	Excavación en terreno normal y rocoso	12	DGER
	Transporte poste de almacén a punto de izaje	12	DGER
	Izado de postes, relleno y compactación para cimentación	8	DGER
	Montaje de armados	5	DGER
	Instalación de retenidas	8	DGER
	Tendido y puesta en flecha conductor aleación de al por fase	7	DGER
	Instalación de puesta a tierra	8	DGER
	Pruebas y puesta en servicio de las redes primarias	8	DGER
REDES SECUNDARIAS	Postes de madera o fibra de vidrio importada	4	DGER
	Accesorios de cables autoportantes y cables de cobre	16	DGER
	Materiales para retenidas y anclajes	12	DGER
	Luminarias lámparas y accesorios	12	DGER
	Material de ferretería para postes	12	DGER
	Material para puesta a tierra	12	DGER
	Suministro para conexiones domiciliarias	12	DGER
	Cables de energía de baja tensión (Autoportantes)	12	DGER
	Transporte de Materiales y Equipos a la Zona del Proyecto	12	DGER
	Excavación en terreno normal y rocoso	12	DGER
	Transporte de poste de almacén a punto de izaje	8	DGER
	Izado de postes, relleno y compactación para cimentación	8	DGER
	Instalación de retenidas	6	DGER
	Montaje de armados	6	DGER
	Montaje de conductores autoportantes	8	DGER
	Instalación de puesta a tierra	5	DGER
	Instalación de pastorales, luminarias y lámparas	5	DGER
	Instalación de acometida domiciliarias	8	DGER

Guía metodológica para la Formulación y Evaluación de proyectos de inversión de Electrificación Rural

	Tareas/Acciones	Plazo (semanas)	Órgano Responsable
	Pruebas y puesta en servicio de las redes secundarias	4	DGER
EXPEDIENTE CONFORME A OBRA	Desarrollo y entrega del expediente conforme a Obra	4	DGER

Fuente: DGER (2014)

Paso 5. Elaborar la síntesis del plan de implementación

Con la información del cronograma de ejecución del proyecto y de los requerimientos de recursos, se elaborará un resumen del plan de implementación. En la siguiente tabla se presenta una tabla de síntesis para un proyecto de extensión de redes de 20kW.

Tabla 77. Síntesis del plan de implementación para proyecto de extensión de redes

Actividades	Tareas/Acciones	Mes 1				Mes 2				Mes 3				Mes 4				Mes 5				Mes 6				Mes 7				Mes 8				Mes 9				Mes 10				...	Mes 27																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
Elaboración de expediente técnico	Elaboración de TdR	x	x																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
	Actos preparatorios, proceso de selección y forma del contrato				x	x	x	x																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Elaboración de estudios								x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
	Aprobación de estudios																				x	x	x	x	x	x	x	x	x																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Elaboración de estudios para la EIA	Actos preparatorios, proceso de selección y forma del contrato																									x	x	x	x																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
	Elaboración EVAP																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
	Evaluación EVAP y certificación																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Ejecución de obras e infraestructura	Actos preparatorios, proceso de selección y forma del contrato																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
	Ejecución de obras																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
	Recepción, liquidación y transferencia																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											</

Fuente: Elaboración propia.

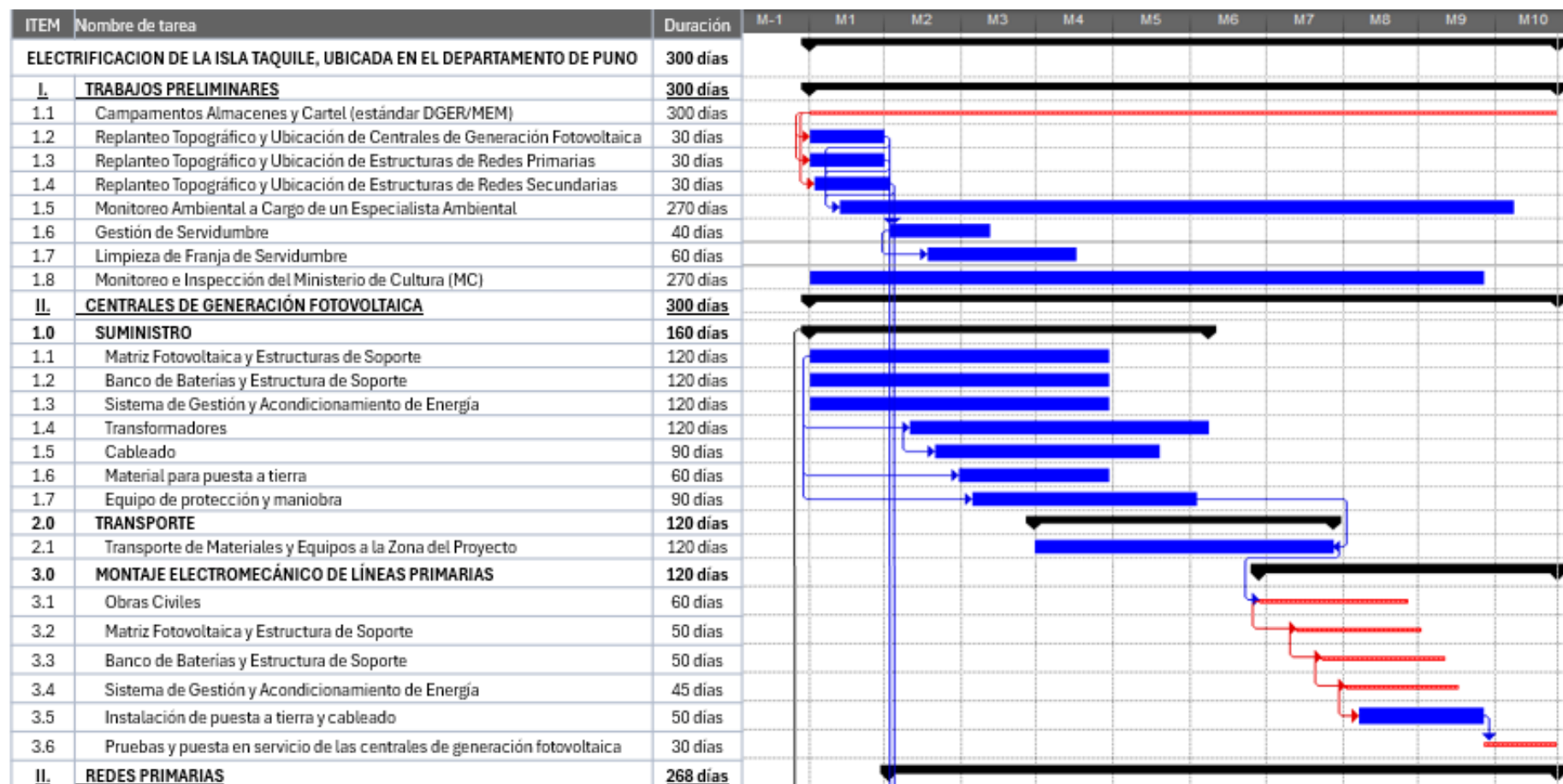
Finalmente, se presenta la tabla de síntesis del proyecto referenciado en tablas anteriores para el centro poblado de Taquile (Tabla 78).

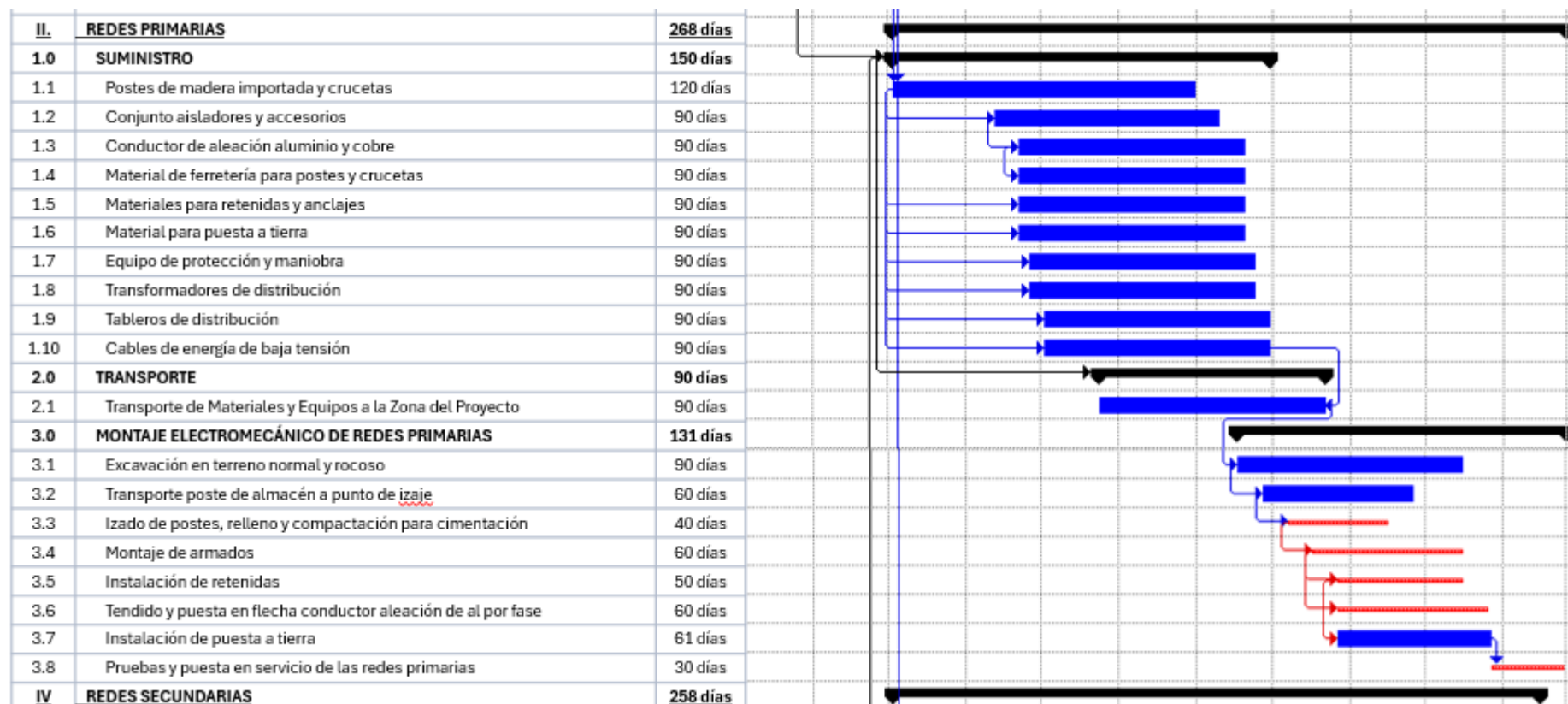
Para la ejecución física del proyecto, lo recomendable es formular un cronograma de actividades que considere en principio los trabajos preliminares que tiene entre sus objetivos verificar que el diseño esté adecuado a la realidad física encontrada, que podría generar replanteos, los cuales deben estar justificados. Asimismo, se deben gestionar la servidumbre y habilitar la franja.

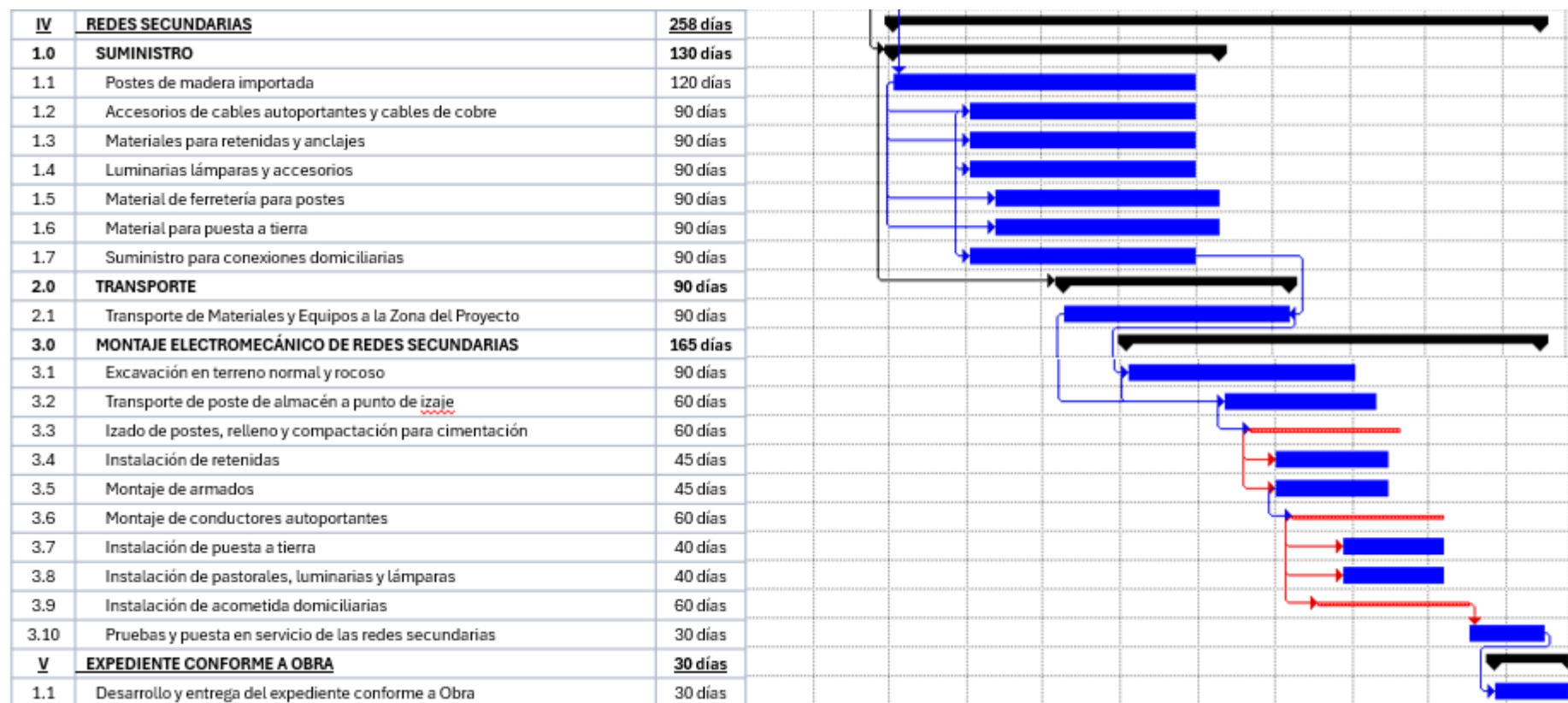
Como se ha indicado, usualmente los proyectos de electrificación rural se conforman de redes primarias y redes secundarias y en casos como el presentado en el diagrama de Gantt precedente, de una central fotovoltaica centralizada. En los proyectos de electrificación rural también es usual que la ejecución física de proyectos tenga 3 etapas bien definidas: adquisición de suministros (materiales y equipos), transporte de los suministros y el montaje de las redes.

La adquisición de suministros está entre las primeras acciones que se deben llevar a cabo. Posteriormente se trasladan los suministros al área del proyecto e instalan (montaje) para implementar la red eléctrica. Terminada esta fase se realizan las pruebas de funcionamiento y se entrega el proyecto.

Tabla 78. Síntesis del plan de implementación para el proyecto en Taquile







Fuente: DGER (2014)

Ilustración 36. Procesos de implementación en la ejecución de una central solar



Fuente: Elaboración propia.

4.1.3. Modalidad de ejecución

Los proyectos pueden ejecutarse "por contratación" (ejecución indirecta) o "por administración directa" (ejecución directa). Es recomendable que la ejecución de los proyectos de electrificación rural se realice por una entidad con las competencias funcionales y técnicas para desarrollar el proyecto y además transferirlo a una entidad competente para asumir la operación y mantenimiento. En este sentido, las entidades que deben asumir la ejecución de los proyectos es la DGER o las EDEs; estas instituciones ejecutan sus proyectos por administración indirecta, es decir contratan con entidades especializadas la construcción de los sistemas eléctricos.

Recuadro N.º 46: Las modalidades de contratación que suelen aplicarse en electrificación rural

En los proyectos de electrificación rural generalmente se aplica la modalidad de ejecución indirecta o por contrata. Dentro de esta modalidad de ejecución pueden existir diversas formas de desarrollar las etapas de la ejecución, de lo cual se derivan también distintas formas de contratación.

Se puede contratar la elaboración del expediente técnico y, con este documento, posteriormente contratar la ejecución de obra. Esta forma de ejecutar proyectos es recomendable cuando el nivel de profundidad de los estudios que sustentan el perfil debe ser ratificados por el expediente técnico y, con este documento que contiene más y mejor información del diseño del sistema, contratar la obra.

Otra forma de ejecutar un proyecto de electrificación es mediante un contrato de expediente y obra. Mediante esta contratación el contratista elabora el expediente técnico y posteriormente la obra. Esta forma de contratación es aplicable cuando se cuenta con estudios de preinversión con suficiente nivel de profundidad que permite los elementos de juicio como para contratar el expediente técnico y la obra en un solo contrato. En este caso, se puede ganar tiempo porque sólo se hace un concurso; mientras que en la opción anterior se debe desarrollar un concurso para el expediente técnico y otro concurso para la obra, lo que consume tiempo. No obstante, como se dijo, la realización de la preinversión debe contar con estudios de mayor profundidad, lo que también conlleva costos y tiempo.

Ambas formas de contratación están permitidas y cada entidad deberá evaluar cuál de las dos formas de contratación le resulta más conveniente. Hay que indicar que el Gobierno ha establecido como meta para el 2030 el desarrollo de sus inversiones públicas mediante la metodología BIM, lo que traerá consigo nuevas formas de contratación, mediante optimización del uso de información, estandarización y plataformas colaborativas, entre otras características importantes.

Los proyectos de electrificación rural que sean ejecutados por administración indirecta se pueden llevar a cabo mediante dos modalidades:

- Por contratación
- Obras por impuestos

4.1.4. Condiciones previas a la ejecución

Para asegurar el inicio oportuno de la ejecución de las acciones en un proyecto de electrificación rural, es fundamental considerar los aspectos técnicos y regulatorios pertinentes. Esto incluye la obtención de las aprobaciones y autorizaciones necesarias, la entrega del terreno o el saneamiento físico-legal de la propiedad, la vigencia de la factibilidad del suministro, las licencias de construcción, el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) y/o el Plan de Monitoreo Arqueológico; la certificación ambiental conforme al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) o, en su defecto, el cumplimiento de los lineamientos de gestión ambiental establecidos por el MINEM para proyectos que no requieren certificación ambiental, entre otros.

Asimismo, en cumplimiento del párrafo 24.9 del artículo 24 de la Directiva General del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones, deben identificarse y considerarse los arreglos institucionales necesarios desde la formulación del proyecto. En línea con ello, el párrafo 32.1 del artículo 32 de la Directiva General antes sugerida, se debe verificar que se cuente con el saneamiento físico-legal, los arreglos institucionales definidos, o la disponibilidad física del predio o terreno donde se ejecutarán las intervenciones, a fin de evitar retrasos en la fase de ejecución del proyecto.

Recuadro N.º 47: Condiciones previas importantes

Son diversas las condiciones previas a tomar en cuenta para la ejecución del proyecto. Algunas de ellas son las siguientes:

- 1.Saneamiento físico-legal:** Se debe verificar que la comunidad tiene la propiedad legal de las tierras donde se iba a construir la infraestructura eléctrica. No realizar esta verificación puede implicar reclamos sobre la propiedad lo cual, luego, retrasa la ejecución del proyecto y encarece sus costos. En la fase de perfil del proyecto, se debe garantizar el compromiso de cesión del terreno por parte de las autoridades competentes, mientras que el saneamiento físico-legal se lleva a cabo en la etapa de obra.
- 2.Certificación Ambiental:** La certificación ambiental es obligatoria para proyectos calificados SER ubicados dentro de un Área Natural Protegida (ANP) de administración nacional, una zona de amortiguamiento o un área de conservación regional, un sitio Ramsar o un ecosistema frágil o hábitat crítico reconocido por el Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre. Su ausencia puede generar sanciones, demoras y sobrecostos. Para proyectos con calificación SER fuera de estas zonas, no requieren certificación ambiental, pero deben cumplir con los lineamientos de gestión ambiental aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.
- 3.Acuerdo con la comunidad:** Se debe obtener un acta de compromiso con la comunidad que ratifique que están de acuerdo con el proyecto y que están dispuestos a colaborar en su ejecución. Lograr estos acuerdos reduce la posibilidad de conflictos sociales tanto en la ejecución como en el funcionamiento del proyecto.
- 4.Certificado de inexistencia de restos arqueológicos:** Esta certificación es particularmente importante en zonas donde se puede esperar restos arqueológicos. Su incumplimiento genera sanciones, retrasos y sobrecostos al proyecto. Para obtener la viabilidad del proyecto, es necesario contar con un informe arqueológico. La Certificación de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) y/o plan de

monitoreo de restos arqueológicos (PMA) según corresponda, se presenta en la fase de estudio definitivo, antes del inicio de la ejecución del proyecto, como requisito para la obtención de los permisos correspondientes.

5. Factibilidad de suministro eléctrico y punto de diseño

La factibilidad de suministro eléctrico es la acreditación otorgada por la EDE que permitirá la conexión a su red eléctrica. Contar con el **documento vigente** de la factibilidad de suministro eléctrico, es una condición previa a la viabilidad del proyecto de inversión. La empresa concesionaria, previo a dar el documento de factibilidad de suministro eléctrico, determinará el/lo(s) punto(s) de alimentación a su red eléctrica desde el cual se debe desarrollar el Expediente técnico del componte que permitirá alimentar la electricidad a las instalaciones del proyecto. El Punto de Diseño otorgado por la EDE está dentro de su Zona de Concesión.

La factibilidad de Suministro Eléctrico y Fijación de Punto de diseño se solicita durante la pre inversión, y tiene una vigencia de 2 años. No contar con la factibilidad de suministro eléctrico puede implicar la reelaboración de expedientes técnicos en lo concerniente al diseño de instalaciones eléctricas.

6. Opinión técnica favorable de la EDE

Opinión por parte de la EDE sobre la viabilidad del suministro y su compatibilidad con la infraestructura existente.

7. Acta de consentimiento para el libre acceso al terreno para el proyecto

Documento formal mediante el cual los propietarios o autoridades competentes otorgan su consentimiento para el libre acceso al terreno, permitiendo el tránsito en la ejecución del proyecto.

Importancia

El incumplimiento de las condiciones previas, en resumen, puede causar lo siguiente:

1. Retrasos en la ejecución del proyecto
2. Incremento de costos
3. Frustración de la comunidad

Las condiciones previas mencionadas anteriormente son fundamentales para asegurarse de que un proyecto de electrificación rural se ejecute de manera segura y eficiente. Sin embargo, también pueden generar desafíos y retrasos en la ejecución del proyecto. Es importante que los equipos de proyecto estén preparados para enfrentar estos desafíos y que tengan un plan de contingencia para manejar los retrasos y las dificultades que puedan surgir.

La DGER y las EDE son entidades que pueden ejecutar los proyectos de electrificación rural, deben contar con profesionales como ingeniero civil, especialistas en energía, electricidad, ambiental, gerente de proyecto, ingeniero mecánico, especialista en logística, especialista en gestión social, entre otros.

4.2. Fase de Funcionamiento

Para garantizar el correcto funcionamiento de la UP intervenida, ésta debe ser transferida a una EDE o a Adinelsa. En ese sentido, se deben realizar las coordinaciones necesarias para que estas entidades conozcan con anticipación las características y el cronograma de ejecución del proyecto.

4.2.1. Entidad que se hará cargo de la OyM y la organización que se adoptará

Como se ha indicado previamente, las entidades que se hacen cargo de los proyectos de electrificación rural son las EDE o Adinelsa. Específicamente, el Artículo 18 de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, indica lo siguiente:

1. El MINEM transferirá a título gratuito los SER que ejecute a Adinelsa, o a las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad estatal, conforme lo establezca el reglamento de dicha Ley.
2. Adinelsa, una vez le sean transferidos los SER, será responsable de subsanar observaciones técnicas, y reforzar, ampliar, remodelar o mejorar la infraestructura existente transferida.
3. Adinelsa suscribirá convenios de administración, operación y mantenimiento con las empresas concesionarias de propiedad estatal de FONAFE. El periodo de vigencia del convenio es de doce años y se suscribirá, en un plazo no mayor de noventa días calendario a partir de la aceptación del sistema de distribución por parte del concesionario, el cual debe ampliar su zona de concesión conforme al marco legal aplicable. Una vez concluido el plazo de doce años referido en el párrafo anterior, Adinelsa transferirá a título gratuito la propiedad de dichas obras a los concesionarios de distribución. A solicitud de la empresa Distribuidora el plazo puede ser menor cumpliendo las condiciones establecidas en el reglamento.

Es fundamental establecer los arreglos institucionales necesarios para gestionar y garantizar la operación y el mantenimiento del proyecto durante toda su vida útil, asegurando en todo momento su sostenibilidad.

Recuadro N.º 48: Instrumentos y recursos para la gestión de la UP

En los casos de proyectos de Electrificación Rural, las entidades que se hacen cargo de los sistemas eléctricos son Adinelsa o las EDEs, ya que estas cuentan con las competencias determinadas en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, para la correcta gestión de la Operación y Mantenimiento.

4.2.2. Condiciones previas relevantes para el inicio de la operación

Es necesario identificar las acciones previas que aseguren la disponibilidad del servicio, ya que, al concluir la fase de ejecución, se habrán alcanzado las metas físicas del proyecto; sin embargo, para que el servicio esté operativo, se deben llevar a cabo las siguientes medidas:

- Realizar las pruebas y la puesta en marcha del sistema de electrificación rural para garantizar su funcionamiento eficiente.

Estas pruebas son fundamentales para asegurar que, una vez completada la fase de ejecución, el servicio de electrificación rural pueda comenzar a operar de manera efectiva y sostenible. Para este efecto se debe conformar un Comité de Inspección que usualmente se conforma por el representante

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

de la entidad que se hará cargo del funcionamiento del sistema eléctrico, el supervisor de obra y el ingeniero residente de obra.

En primer lugar, se realizan las pruebas sin tensión del sistema (pruebas en blanco). En estas se hacen pruebas de aislamiento de conductores de Línea Primarias, Red Primaria y Red Secundaria, pruebas de equipos (transformadores), pruebas de resistencia de la puesta a tierra, pruebas en el tablero de distribución, entre otras. Además, se hace un recorrido por toda la obra, con la finalidad de revisar las estructuras. La duración de estas pruebas puede tomar entre 1 a 5 días, según el tamaño de la obra.

De no existir observaciones que impidan la energización, se procede realizar las pruebas en servicio para el conjunto de la obra, (suele tomar de 1 a 5 días). Estas pruebas inician con la energización de los transformadores. Luego, se energizan los tableros de distribución por centros poblados; en estas se realizan las mediciones de tensión de salida por cada tablero de distribución. Finalmente, se hacen las pruebas de alumbrado público y medición de tensión para algunos domicilios.

Después de haberse ejecutado las pruebas anteriores, la obra es puesta en servicio en forma experimental por un período de un mes. Al cabo de esta etapa se da la Aceptación Provisional de la Obra, la cual también da inicio al Período de Garantía de un año a cuya conclusión se producirá la Aceptación Definitiva de la Obra.

En cada prueba se levanta un acta de inspección en el que se registra la aprobación de la prueba o las observaciones formuladas. En caso de existir observaciones, estas generalmente deben ser subsanadas dentro del plazo acordado por ambas partes. Posteriormente cuando estas son levantadas, se convoca a una verificación.

- Informar a la comunidad sobre el inicio de operaciones del sistema.
- Transferir el sistema eléctrico creado a una EDE o a Adinelsa. Se trata de entidades que por sus funciones deben cumplir con los siguientes recursos.
 - Personal esté capacitado para operar y mantener el sistema.
 - Stock de repuestos y materiales de mantenimiento del sistema como baterías, inversores, fusibles, entre otros.
 - Instrumentos de gestión: Reglamento de Organización y Funciones, Cuadro de Asignación de Personal y presupuesto analítico, etc.

Los proyectos de electrificación rural deben ser concebidos bajo el marco de un Sistema Eléctrico Rural (SER). Estos proyectos deberán integrarse en un SER existente o constituirse como un nuevo SER, con el objetivo de garantizar la sostenibilidad y continuidad del suministro eléctrico en las zonas rurales.

La calificación del SER debe realizarse antes de la viabilidad; es decir, no debe llevarse a cabo después de la ejecución, sino al inicio del proyecto. La DGER verifica la ubicación de los centros poblados mediante coordenadas UTM WGS84 (párrafo 47.4 del artículo 47 del D.S. N° 018-2020-EM), y en coordinación con la Dirección de Concesiones Eléctricas determina cuáles se encuentran en áreas de concesión.

Calificación de los Sistemas Eléctricos Rurales

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

La DGE efectúa la calificación de las inversiones como SER, conforme al procedimiento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 018-2020-EM. Las ampliaciones de los SER también son objeto de calificación⁴⁶.

Para las inversiones incluidos en el PNER, la calificación SER es obtenida de forma automática una vez que la DGER comunique a la DGE, con copia a Osinergmin, que dichas inversiones cuenten con la declaración de viabilidad o aprobación de expediente técnico, conforme a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1252. La DGE registra dicha comunicación en una base de datos de calificación SER.

Requisitos para tramitar ante la DGE la Calificación SER

Para obtener la calificación SER ante la DGE, se debe presentar la documentación especificada en el Artículo 47 del Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.

4.3. Gestión integral de riesgos en la ejecución y funcionamiento

La gestión de riesgos en proyectos de electrificación rural implica realizar una serie de acciones que, aunque usualmente representan un costo adicional en el presupuesto, buscan prevenir o mitigar problemas más significativos que podrían resultar mucho más costosos a largo plazo. La Unidad Formuladora (UF) debe identificar los riesgos que podrían afectar tanto la fase de Ejecución como la fase de Funcionamiento del proyecto. Además, debe proponer medidas para gestionar estos riesgos.

Es necesario sistematizar los riesgos, proporcionando una descripción de cada uno, la probabilidad de ocurrencia (baja, media o alta), basada en un juicio técnico, el impacto potencial (bajo, medio o alto) y las estrategias de mitigación que se adoptarían.

En términos generales, los riesgos pueden clasificarse en internos y externos. Los riesgos internos se relacionan con aspectos administrativos y la gestión del proyecto, mientras que los externos incluyen factores ambientales y del entorno que podrían influir en su desarrollo, y deben ser considerados como supuestos en la matriz de marco lógico para el cumplimiento de los objetivos.

Para el análisis de riesgos, se sugiere utilizar una matriz de probabilidad e impacto, que resulta de un análisis cualitativo en el que se priorizan los distintos eventos o situaciones de riesgo, basándose en el criterio subjetivo de quienes elaboran la matriz. El objetivo de este ejercicio es obtener una lista de riesgos priorizados según su alta probabilidad de ocurrencia y su potencial impacto en el logro de los objetivos del proyecto. Para estos riesgos, se deben implementar medidas orientadas a evitar su ocurrencia mediante la intervención directa en sus causas, mitigar sus efectos, o transferirlos a terceros a través de seguros, por ejemplo, para que asuman los posibles daños. Estas medidas suelen implicar costos adicionales que deben incluirse en el presupuesto del proyecto.

⁴⁶ Las ampliaciones se realizan como un nuevo trámite, según Decreto Supremo N° 018-2020-EM, artículo 47, párrafo 47.1.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

La gestión de riesgos en proyectos de electrificación rural va a depender de la particularidad de cada proyecto, teniendo en cuenta factores como el contexto geográfico, social y técnico.

En la Tabla 79, se presenta un ejemplo para un proyecto de electrificación rural.

Tabla 79. Ejemplo de análisis de riesgo para electrificación rural

Tipo de riesgo	Descripción del riesgo	Posibilidad de ocurrencia (baja, media, alta)	Impacto (bajo, medio, alto)	Medidas de mitigación
Fase de ejecución				
Construcción	Se relaciona con todos los eventos que generan sobrecostos y/o retrasos durante la instalación de la infraestructura, como dificultades en el transporte de materiales a zonas remotas.	Media	Alto	Supervisión adecuada de los procesos de instalación, asegurando el cumplimiento del cronograma y la calidad de los materiales utilizados, y un plan logístico eficiente para la entrega de equipos.
Ambiental	Incumplimiento de la normativa ambiental en la instalación del sistema eléctrico, lo que podría causar demoras o la suspensión de actividades, así como multas.	Media	Alto	Asegurar que todos los estudios de impacto ambiental estén aprobados antes de iniciar la instalación y capacitar al personal en el manejo adecuado de residuos durante la instalación.
Operación	Fallos en el sistema de generación, almacenamiento o distribución de energía que podrían afectar la continuidad del servicio eléctrico en la comunidad.	Media	Alto	Contar con un stock de repuestos críticos para reparaciones rápidas.
Seguridad	Accidentes laborales, lesiones eléctricas, caídas y goles del personal trabajador en la fase de la ejecución.	Alta	Alto	Planificación de los trabajos detallada con procedimientos (PETS) de trabajo en donde se contemplen los peligros a los que el personal está expuesto y en los cuales se aplica sus controles debidos.
Sociales	Insatisfacción de usuarios, conflictos con la comunidad, problemas de acceso a la energía.	Baja	Bajo	Coordinaciones iniciales con las comunidades, cumplimiento en los plazos de ejecución y generación de trabajo con personal de las comunidades
Fase de funcionamiento				
Técnico	Baja eficiencia de los paneles solares o de las redes de distribución debido a factores ambientales como suciedad, sombra u obstrucciones, lo que reduce la generación de energía por sobrecargas y cortocircuitos.	Media	Medio	Implementar programas de mantenimiento regular de los paneles y/o redes y sensibilizar a la comunidad sobre la importancia de mantener la infraestructura.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Tipo de riesgo	Descripción del riesgo	Posibilidad de ocurrencia (baja, media, alta)	Impacto (bajo, medio, alto)	Medidas de mitigación
	Falla en equipos debido a problemas en la calidad o diseño de los componentes. Se puede experimentar interferencias electromagnéticas.	Bajo	Medio	Implementar proceso de control de la calidad de los equipos a través de la Supervisión de Obra, la UEI y la entidad encargada de la operación y mantenimiento.
	También se pueden observar fallas en los equipos y sistemas. Así como, problemas por falta de mantenimiento, obsolescencia tecnológica.	Media	Medio	Mantenimiento preventivo, Supervisión y auditorías regulares.
Operacionales	Resistencia a adoptar prácticas de uso eficiente de la energía en la comunidad, lo que puede generar una demanda mayor a la capacidad instalada.	Alta	Alto	Realizar campañas de educación y sensibilización sobre el uso racional de la energía y establecer políticas de gestión de la demanda, como la instalación de dispositivos de ahorro de energía.
Sociales	Oposición de algunos miembros de la comunidad a la operación del sistema debido a expectativas no cumplidas o desinformación sobre el servicio.	Alta	Medio	Diseñar estrategias de participación comunitaria, realizar reuniones informativas y establecer canales de comunicación directa para atender las inquietudes y expectativas de la comunidad.
	Vandalismo o robo de componentes	Baja	Baja	Implementación de medidas de seguridad; involucrar a la comunidad en la vigilancia y protección del sistema.
	Accidentes de los trabajadores por lesiones o riesgos mayores como electrocución.	Baja	Alto	Implementación de medidas de seguridad en el trabajo para los trabajadores encargados del mantenimiento del sistema eléctrico.
Administrativos	Cambio en las normativas de electricidad o dificultades para gestionar permisos y licencias para el mantenimiento continuo del sistema.	Media	Medio	Asegurar la actualización continua de las normativas y reglamentos, capacitar al personal en la gestión administrativa y establecer vínculos con autoridades locales para facilitar la obtención de permisos necesarios.
	Problemas de gestión y administración del SER	Media	Medio	Capacitar a la administración local en la gestión del sistema; establecer protocolos de operación y monitoreo.
Ambientales	Daños a la biodiversidad, así como contaminación del suelo y agua. Se pueden generar residuos peligrosos.	Bajo	Bajo	Implementar procedimientos para minimizar el impacto ambiental en la operación y mantenimiento.

Fuente: Guía General (2024)

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Tanto los riesgos como las medidas de mitigación deben ser determinados de acuerdo a la particularidad de cada proyecto. Si, tras implementar las medidas necesarias para abordar los riesgos identificados, algunos de estos aún persisten, se consideran riesgos residuales. Generalmente, una vez que se identifican los riesgos, se llevan a cabo acciones para eliminar algunos de ellos y reducir su impacto o disminuir la probabilidad de que ocurran. No obstante, los riesgos residuales son inevitables, por lo que es importante reconocer cuáles son y, si es posible, integrarlos en las acciones del proyecto para mitigar su impacto.

Tabla 80. Riesgos residuales en un proyecto de extensión de redes por regiones

Región	Riesgo Residual	Descripción	Impacto	Mitigación
Costa	Corrosión por ambiente salino	La cercanía al mar puede generar corrosión en los equipos y estructuras metálicas, incluso con medidas anticorrosivas.	Daños estructurales, reducción de vida útil de equipos.	Aplicación de revestimientos anticorrosivos y monitoreo continuo de las condiciones de corrosión.
	Erosión del suelo	La erosión por el viento en suelos arenosos puede exponer o desestabilizar postes y cables subterráneos, a pesar de medidas de protección iniciales.	Posible inclinación o caída de postes y daño en cables.	Reforzamiento de la estructura y monitoreo frecuente del estado del suelo.
	Huaycos	En las zonas costeras, aunque menos frecuentes, los huaycos pueden ocurrir en áreas cercanas a las montañas.	Daños a las estructuras de soporte. Interrupción del suministro eléctrico.	Implementación de barreras de contención y drenaje.
Sierra	Condiciones climáticas extremas	Climas de alta montaña con nevadas, heladas y lluvias intensas que pueden afectar la infraestructura eléctrica a pesar de la protección.	Daños en equipos e interrupciones del servicio eléctrico.	Mantenimiento preventivo, protección adicional y monitoreo climático constante.
	Dificultad en el acceso y transporte	La topografía accidentada puede dificultar el acceso y transporte de materiales, incluso si se ha planificado cuidadosamente la logística.	Retrasos en la obra y aumento de costos por transporte.	Uso de transporte especializado; planificación en temporada seca.
	Desgaste acelerado de equipos por cambios térmicos	Las fluctuaciones extremas de temperatura día-noche pueden desgastar los equipos, reduciendo su vida útil.	Reducción de eficiencia y vida útil de equipos eléctricos.	Instalación de equipos resistentes al clima y revisiones frecuentes.
	Huaycos	Los huaycos pueden generar deslizamientos de tierra que afecten la estabilidad de los postes y cables.	Daños estructurales a postes y cables	Instalación de sistemas de drenaje y estructuras de soporte resistentes a deslizamientos. Monitoreo de la meteorología.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Región	Riesgo Residual	Descripción	Impacto	Mitigación
Selva	Humedad y lluvias constantes	La alta humedad y precipitaciones en la selva aceleran el desgaste de los materiales eléctricos, pese a las protecciones anticorrosivas aplicadas.	Daño y fallos en el sistema eléctrico.	Mantenimiento frecuente y reemplazo de equipos con materiales resistentes a la humedad.
	Vegetación invasiva	El crecimiento rápido de la vegetación tropical puede obstruir y dañar las líneas y postes, aunque se realicen podas regulares.	Caídas de líneas y fallos en el suministro eléctrico.	Programa de poda y desbroce frecuente para mantener el área libre de vegetación.
	Huaycos	En la región de la selva Alta, los huaycos son frecuentes durante la temporada de lluvias intensas.	Desprendimiento de tierra que puede dañar cables y postes. Corte o interrupción de la red eléctrica.	Construcción de drenajes adecuados. Refuerzo de la infraestructura en áreas de riesgo.

Fuente: Elaboración propia.

5. Costos del proyecto

Una vez definidas las metas concretas para cada alternativa técnica viable, se procederá a estimar los costos correspondientes según los precios de mercado. Antes de comenzar la estimación de costos, se recomienda:

- Identificar todos los costos, especialmente la inversión inicial, para evitar ajustes y retrasos en la ejecución.
- Precisar las fuentes y fechas de los costos: pueden incluir estudios de mercado, cotizaciones, proyectos previos, bases de datos de costos unitarios y datos históricos de OyM.
- Uniformar costos históricos a una sola fecha de referencia mediante ajustes como el índice de precios al por mayor o el tipo de cambio.

La estimación de los costos de mercado para cada alternativa técnica viable se realiza en función de las metas físicas y mediante la aplicación de precios por unidad de medida (precios unitarios).

5.1. Estimación de costos de inversión

Dentro de la estructura de costos de inversión que usualmente se incluyen están:

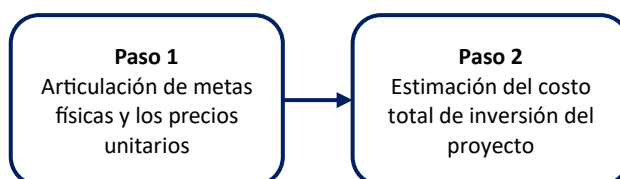
- Gestión del proyecto.
- Estudio de Línea Base.
- Elaboración de expediente técnico o documento equivalente.
- Elaboración de estudios complementarios especializados (Certificación Ambiental si aplica, análisis de riesgos y otros).
- Ejecución de obras.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

- Costo para la continuidad del servicio durante la fase de ejecución⁴⁷.
- Compensación por servidumbre, adquisición de terrenos, equipos, mobiliario, entre otros.
- Contratación de servicios diversos asociados a la ejecución del proyecto (por ejemplo, intangibles).
- Supervisión de estudios, obras, equipamientos, consultorías y servicios.
- Liquidaciones.

Los pasos para estimar el costo total de inversión del proyecto son dos:

Gráfico 34. Pasos para estimar el costo total de inversión



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1: Articulación de metas físicas y los precios unitarios

Con la información de las metas físicas de los activos a crear o modificar en el proyecto de electrificación rural, se deben calcular los precios unitarios basados en un presupuesto de costos que considere las metas establecidas para las alternativas técnicas viables. La estructura de los costos directos debe realizarse a nivel de acciones, agrupando cada tipo de factor de producción. En cuanto a los costos indirectos, se deben incluir los gastos generales, añadiendo la utilidad y el impuesto general a las ventas por separado de los costos directos.

Antes de estimar los costos de inversión, se sugieren las siguientes recomendaciones:

- No se deben incluir costos por imprevistos o contingencias técnicas, ya que estos representan factores no anticipados en los estudios. Si surgieran en la fase de ejecución, se manejarán conforme a la Directiva General del Invierte.pe.
- Puede incluirse dentro de la inversión acciones que permitan la continuidad del servicio durante la ejecución, como infraestructura provisional.
- El aumento de costos por escalamiento de precios tampoco debe considerarse, dado que las estimaciones están en precios constantes para el horizonte de evaluación.
- Si se requieren acciones como MRR-CCC o medidas para mitigar impactos ambientales, deben integrarse dentro del presupuesto de inversión.

Por consiguiente, con las metas físicas definidas, se estimarán los costos por unidad de medida. Es recomendable adjuntar cotizaciones y presupuestos de obra para respaldar las estimaciones. Además, coordinar con la UEI de la entidad para revisar costos históricos de proyectos similares contribuiría a una estimación de costos más precisa. La siguiente tabla presenta un ejemplo del costo para electrificar un centro poblado.

⁴⁷ Es necesario para algunos proyectos particulares.

Tabla 81. Ejemplo de partidas de costo de electrificación rural para extensión de redes

Partidas	Unidad de medida	Meta física	Precio unitario (S/)	Costo total (S/)
Instalación de postes	Unidad			
Tendido de cableado de media tensión	Metro lineal			
Instalación de transformadores	Unidad			
Instalación de medidores	Unidad			
Construcción de subestación eléctrica	M2			
Total partidas electrificación rural				

Fuente: Guía General (2024)

Se debe tomar en cuenta que no siempre se podrá indagar sobre los costos por unidad de medida, esto va a depender de cómo se cotizan los activos en el mercado. En esos casos, con la información de los precios unitarios (costo por unidad de medida) y la meta física (cantidad de activos), se estimarán los costos por acción. Es importante acompañar en anexos el detalle de los cálculos que se ha realizado para la estimación de los costos.

Paso 2. Estimación del costo total de inversión del proyecto

El costo total se determina multiplicando el precio unitario de cada acción por las metas físicas, lo cual constituye el costo directo de inversión del proyecto. A este valor se deben añadir los costos indirectos, que incluyen los gastos generales, seguidos de la utilidad y el IGV. Además, es necesario agregar otros costos de inversión, como los de gestión del proyecto, la elaboración de expedientes técnicos o documentos equivalentes, supervisión y gastos de liquidación.

Las estimaciones de costos de inversión del proyecto deben abarcar todos los costos necesarios para la culminación del proyecto según el diseño preliminar de las alternativas técnicas viables. Existen rubros que, aunque no corresponden directamente a acciones específicas, deben ser integrados en el costo total del proyecto. Estos incluyen:

- **Gestión del proyecto.**
 - Planificación, coordinación logística de acceso a localidades, dirección y control de avances.
 - Preparación de términos de referencia para estudios complementarios, elaboración del cronograma y acompañamiento en procesos de selección y contratación de obras y supervisión de contratos hasta su cierre.
 - Se valora según el número de especialistas, equipos de oficina móvil, transporte, servicios asociados y elementos intangibles necesarios para la ejecución del proyecto.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

- **Expediente técnico o documento equivalente.**
 - Diseño definitivo de la solución: planos de extensión de redes MT/BT, esquemas de centrales fotovoltaicas, especificaciones técnicas de postes, transformadores, paneles y baterías.
 - Estudios obligatorios: estudios de impacto ambiental según corresponda, CIRA, análisis de riesgos naturales (inundaciones, deslizamientos), georreferenciación de activos.
 - Costos de trámites y permisos: licencias de construcción, registros municipales, certificados de no objeción de comunidades nativas.
- **Gastos generales.**

Costos del contratista en obra: arriendo de almacén o campamento, viáticos de personal de campo, logística de transporte fluvial o terrestre, suministros de oficina y servicios (combustible, telefonía, otros).
- **Utilidad.**

Porcentaje aplicado sobre los costos directos de obra y equipamiento (postes, conductores, transformadores, paneles solares, inversores, baterías. otros), destinado a cubrir la rentabilidad, impuestos y provisiones por contingencias propias de zonas de difícil acceso.
- **Supervisión de la obra.**

Honorarios de ingenieros supervisores, especialistas en SSOMA y coordinadores de logística, encargados de verificar en campo el correcto montaje de estructuras, conexiones eléctricas y puesta en marcha de sistemas.
- **Liquidación.**

Cálculo final de costos, ajustes por variaciones de precios en materiales y fletes a comunidades aisladas, y determinación de saldos a favor o en contra del contratista y la entidad ejecutora.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Recuadro N.º 49: Ejemplo de costos para sistema fotovoltaico

Se presenta los costos para el proyecto “Instalación del Sistema de Electrificación Rural en las Cuencas de los Ríos Putumayo y Amazonas, Distritos Fronterizos de las provincias de Putumayo y Mariscal Ramón Castilla, Región Loreto.

Tabla 82. Costos totales para Putumayo y Amazonas

Acción sobre los activos		Tipo de Factor Productivo	Unidad Física		Dimensión Física		Costos a precios de mercado
Acción	Activo que define capacidad		Unidad de medida	Cantidad	Unidad de medida	Cantidad	
Suministro, Montaje y Transporte	Sistema de Generación Fotovoltaica	Infraestructura	Centro poblado	18 ⁴⁸	kWp	129.4	5,839,545
Suministro, Montaje y Transporte	Redes Eléctricas	Infraestructura	Espacio físico	18	km	22.25	1,727,265
Suministro, Montaje y Transporte	Centros de Transformación	Equipamiento	Kit de equipamiento				-
Suministro, Montaje y Transporte	Acometidas Eléctricas Domiciliarias	Equipamiento	Kit de equipamiento	488	unidad	488	506,296
Otras acciones de infraestructura		Infraestructura					
Otras acciones de equipo		Equipo					
Otras acciones de mobiliario		Mobiliario					
Otras acciones de vehículo		Vehículo					
Otras acciones de terreno		Terreno					
Otras acciones de intangibles		Intangibles					
Otras acciones de infraestructura natural		Infraestructura natural					
SUBTOTAL							8,073,106
Otros costos		Costos a precios de mercado					
Gestión del proyecto		282,620					
Expedientes técnicos		226,096					
Supervisión		452,192					
Liquidación		56,524					
SUBTOTAL		1,017,431					
Costos directos		8,073,106					
SUBTOTAL		9,090,537					
Control concurrente		154,077					
TOTAL		9,244,614					

Fuente: Elaboración propia.

5.2. Estimación de los costos de inversión en la fase de funcionamiento

Las inversiones en la fase de funcionamiento corresponden a las intervenciones necesarias para aquellos activos del proyecto cuya vida útil termina dentro del horizonte de evaluación, o que requieren reemplazo por obsolescencia

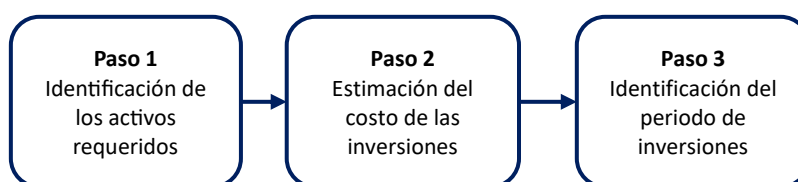
⁴⁸ En el proyecto se seleccionaron 18 localidades para la implementación de sistemas de generación centralizada. Los costos a precio de mercado son referenciales y se deberán actualizarse de acuerdo con un estudio de mercado vigente.

tecnológica, permitiendo así que el proyecto continúe produciendo la cantidad de servicios prevista durante esta fase.

Estos costos de inversión durante la fase de funcionamiento no se consideran parte de la inversión inicial; sin embargo, deben incluirse en los flujos de costos para garantizar la continuidad operativa de la Unidad Productora y para la evaluación social de las alternativas.

El siguiente gráfico demuestra los pasos necesarios para estimar los costos de inversiones en la fase de funcionamiento:

Gráfico 35. Pasos para la estimación de costos de inversión en la fase de funcionamiento



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1. Identificación de los activos requeridos

Es necesario estimar la vida útil o vigencia tecnológica de los factores o activos clave del proyecto para identificar aquellos que requerirán inversión dentro del horizonte de funcionamiento.

Por ejemplo, en un proyecto de electrificación rural que implica la instalación de transformadores y postes, si la vida útil de los transformadores es de 10 años, se deberá planificar una inversión para su reemplazo si el horizonte de funcionamiento es de 20 años, específicamente en el año 10 de esta fase.

Paso 2. Estimación del costo de las inversiones

Generalmente, se asume que el costo de las inversiones en la fase de funcionamiento será igual al costo estimado durante la fase de ejecución, bajo el supuesto de que no habrá cambios en los precios relativos y que se trabajará con precios constantes a una fecha específica (inicio del proyecto). Si se evidencia que los precios relativos de algún activo o recurso pueden variar, se realizará una estimación ajustada y se justificará dicho costo.

Paso 3. Identificación del periodo de inversiones

Para incorporar estas inversiones en el flujo de costos del proyecto, es fundamental identificar el momento en que será necesario reemplazar los activos, de modo que se programen adecuadamente y se evite cualquier interrupción en el servicio debido a retrasos en su adquisición.

Por ejemplo, en un proyecto de electrificación rural, si se requiere reemplazar los transformadores, la inversión deberá programarse antes de que terminen su vida útil, asegurando así que el servicio continúe sin interrupciones y que los beneficios se mantengan según lo previsto.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

El formulador deberá identificar las necesidades de inversión en la reposición de activos y registrarlos indicando la unidad de medida y la cantidad de acuerdo a las características del proyecto. Es necesario especificar en qué momento del horizonte de evaluación se deben efectuar inversiones de reposición o ampliación. Para los proyectos de inversión de electrificación rural, los activos de mayor duración cuentan con vida útil equivalente a 20 años o más; por ejemplo, los postes, paneles solares, líneas de transmisión, transformadores, entre otros.

Recuadro N.º 50: Ejemplo de electrificación rural

Por ejemplo, para los PI de electrificación rural los activos tienen una vida útil más larga, que para según la ATS, las cuales se reflejan en la siguiente tabla:

Tabla 83. Vida útil referencial para activos

Activo	Vida útil (años)
Infraestructura	
Postes y estructuras de soporte	20 – 30
Líneas primarias y distribución	20 – 30
Subestaciones	25 – 40
Transformadores	20 – 30
Cables Subterráneos	20 – 30
Equipos	
Transformadores de potencia	20 – 35
Interruptores y seccionadores	15 – 30
Protecciones y controladores	10 – 25
Medidores y sistemas de medida	10 – 20
Equipos de comunicación	5 – 15
Componentes de la red	
Conectores y accesorios	10 – 25
Aisladores y soportes	15 – 30
Cables aéreos y subterráneos	20 – 40
Tubos y accesorios para cables	20 – 40
Activos de tecnología renovable	
Paneles solares	25 – 35
Turbinas eólicas	20 – 30
Sistemas de almacenamiento de energías	10 – 20

Fuente: ATS Energía (2017)

Son diversos los factores que pueden influir en la vida útil como la calidad de los materiales, las condiciones climáticas, falta de mantenimiento, entre otros.

5.3. Estimación de los costos de operación y mantenimiento incrementales

Los costos de operación incluyen todos los gastos necesarios para brindar el servicio de electricidad. Entre los costos de operación más destacados se

encuentran sueldos y salarios, materiales e insumos, además de servicios como energía, agua y comunicaciones.

Por otro lado, los costos de mantenimiento son aquellos destinados a conservar o preservar la capacidad de producción del sistema eléctrico rural.

Recuadro N.º 51: Tipos de mantenimiento para una SER por extensión de redes

- **Mantenimiento correctivo:** Es el encargado de corregir fallas o averías observadas.
 - **Mantenimiento correctivo inmediato:** Es el que se realiza inmediatamente de aparecer la avería o falla, con los medios disponibles, destinados a ese fin.
 - **Mantenimiento correctivo diferido:** Al momento de producirse la avería o falla, se produce un paro de la instalación o equipamiento de que se trate, para posteriormente afrontar la reparación, solicitándose los medios para ese fin.
En este tipo de mantenimiento se realizará las correcciones dependiendo del tipo de falla que ha presentado:
 - Reparación de fallas: Arreglar equipos o líneas dañadas.
 - Reemplazo de componentes: Sustituir piezas defectuosas.
 - Restauración de servicio: Restablecer el suministro de energía después de una interrupción.
 - Análisis de fallas: Identificar causas raíces para evitar repeticiones.
- **Mantenimiento preventivo:** Dicho mantenimiento está destinado a garantizar la fiabilidad de equipos en funcionamiento antes de que pueda producirse un accidente o avería por algún deterioro.
 - Inspecciones regulares: Verificar equipos y líneas para detectar problemas potenciales.
 - Limpieza de equipos: Eliminar polvo y suciedad de transformadores, interruptores y otros componentes.
 - Revisión de conexiones: Verificar y ajustar conexiones para prevenir sobrecalentamiento.
 - Mantenimiento de postes: Revisar y reemplazar postes deteriorados.
 - Pruebas de tensión y corriente: Verificar niveles de tensión y corriente.
- **Mantenimiento predictivo:** Es aquel que realiza las intervenciones prediciendo el momento que el equipo quedara fuera de servicio mediante un seguimiento de su funcionamiento determinando su evolución, y por tanto el momento en el que las reparaciones deben efectuarse. Se utilizan tecnologías para realizar los siguientes análisis:
 - Análisis de tendencias: Identificar patrones de fallas para anticipar problemas.
 - Monitoreo en línea: Utilizar sensores y sistemas de monitoreo remoto.
 - Pruebas de diagnóstico: Realizar pruebas para detectar problemas potenciales.
 - Análisis de vibraciones: Detectar problemas en equipos rotativos.
 - Análisis termográfico: Detectar puntos calientes en los diferentes empalmes y/o conexiones a barras.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Tabla 84. Ejemplo de frecuencia de mantenimiento en una central fotovoltaica

Tipo de mantenimiento	Frecuencia	Actividades	Situación o causa
Preventivo	Mensual	Limpieza de paneles solares	Acumulación de polvo, hojas, suciedad o nieve que reducen la eficiencia
	Trimestral	Inspección visual de paneles, cableado y estructura	Identificación de daños menores o corrosión en componentes
	Semestral	Verificación de conexiones eléctricas	Prevención de cortocircuitos y pérdidas de energía por conexiones sueltas o corroídas
	Anual	Revisión completa del inversor	Detección de errores en el funcionamiento o ventilación.
	Anual	Control de soportes y estructuras	Prevención de daños por corrosión o debilitamiento de anclajes
	Continuo (Monitoreo)	Supervisión de datos del sistema de generación	Identificación temprana de caídas en la producción de energía
Correctivo	Según necesidad	Sustitución de paneles dañados	Roturas por impactos, granizo o defectos de fabricación
	Según necesidad	Reparación o reemplazo de cableado quemado o corroído	Daño por sobrecalentamiento o envejecimiento del material
	Según necesidad	Cambio de inversores	Fallos en los circuitos internos o errores en la conversión de energía
	Según necesidad	Ajuste de paneles desalineados	Movimiento de paneles por viento fuerte, sismos o fallos en el anclaje
	Según necesidad	Reparación de fallas en el sistema de monitoreo	Errores en sensores o software que impiden el registro adecuado de la producción de energía
Predictivo	Según datos analizados	Análisis termográfico de los paneles solares	Identificación de puntos calientes para prevenir fallos en los módulos
	Según datos analizados	Detección de anomalías en los inversores mediante análisis de datos históricos	Prever fallas en los inversores antes de que se produzcan interrupciones
	Según datos analizados	Evaluación de degradación de paneles solares	Detección temprana de reducción en la eficiencia de generación debido al envejecimiento

Fuente: Elaboración propia.

En caso de no contar con normativas locales que establezcan los lineamientos para la inspección, pruebas y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, se aplicará la

normativa conforme a las directrices internacionales definidas por la DGER, asegurando así su correcta operación a lo largo del tiempo.

Frecuencias de los Tipos de Mantenimiento

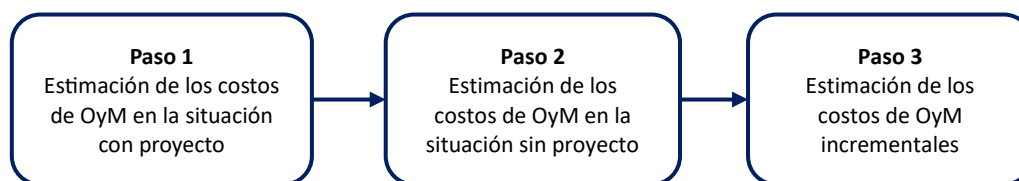
- Preventivo: Mensual, trimestral, semestral o anual.
- Correctivo: Según la ocurrencia de fallas.
- Predictivo: Continuo, según el monitoreo en tiempo real y análisis de datos

La estimación precisa de los costos de operación y mantenimiento (OyM) es fundamental para asegurar la sostenibilidad del proyecto. Es necesario justificar los supuestos y parámetros empleados en la estimación de estos costos. Esta justificación, junto con los cálculos detallados (cantidades y precios unitarios), debe incluirse como anexo, mencionando las fuentes de información utilizadas.

En los Sistema Eléctricos Rurales los recursos para cubrir los costos de OyM provienen de la cobranza del servicio que dependen de las tarifas que determina Osinergmin para cada tipo de sistema rural.

Para estimar los costos incrementales es necesario comparar los costos de las situaciones “con proyecto” y “sin proyecto”.

Gráfico 36. Pasos para la estimación de costos de OyM incrementales



Fuente: Guía General (2024)

- **Costos Incrementales.** Estos costos se derivan de la diferencia entre los costos en la situación con proyectos y los costos en la situación sin proyecto. Incluyen tanto los costos de inversión como los de OyM.
- **Costos incrementales en proyectos de electrificación rural.** Usualmente los proyectos de electrificación rural tienen la naturaleza de creación, por lo tanto, los costos sin proyecto son nulos, por lo que los costos incrementales vienen a ser los costos con proyecto.
- **Transferencia de Operación.** En casos en los que el Sistema Eléctrico Rural se transfiera a una EDE, es necesario que la EDE manifieste por escrito su conformidad con recibir el SER y dar operación y mantenimiento.

Como se puede apreciar, es muy importante calcular los costos de OyM con proyecto, para ello, se deben seguir tres pasos:

Paso 1: Estimación de los costos OyM en la situación con proyecto

En este contexto, se calculan todos los costos de operación y mantenimiento (OyM) que se generarán una vez implementado el proyecto de electrificación rural.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Estos costos incluyen también aquellos relacionados con medidas para reducir riesgos y mitigar impactos ambientales negativos, si fuera el caso.

Tarea 1: Requerimiento de insumos por unidad de medida

Se debe identificar los requerimientos de personal, bienes, servicios y otros insumos necesarios para asegurar la prestación continua del servicio en la situación "con proyecto". Una vez cuantificados y valorizados, estos insumos se incorporarán en los flujos de gasto del proyecto. Para este análisis, deben tomarse en cuenta tanto el nivel de servicios como los estándares de calidad establecidos para la electrificación rural.

Tarea 2: Estimar los costos de operación en la situación con proyecto

Con la información obtenida sobre el personal requerido para la operación, se calculan los costos de operación en la fase de funcionamiento, mediante la siguiente fórmula:

$$\text{costo anual} = \text{cantidad} \times \text{precio unitario} \times \text{periodos al año}$$

En la siguiente tabla, se presentan los diferentes rubros necesarios para la operación de una central fotovoltaica:

Tabla 85. Costos de operación del proyecto de central solar en Taquile

Personal	Precio unitario (S/.)	Participación %	N° de Personal	Costo Anual (S/.)
Jefe de servicio zonal	10,729.01	5%	1	6,437.41
Apoyo logístico (administrativo)	2,855.60	10%	1	3,426.72
Operarios (régimen permanente)	2,303.08	75%	1	20,727.72
Operarios (locación de servicios)	1,600.00	50%	2	19,200.00
Servicio de Electricista mantenimiento (terceros)	3,500.00	50%	1	21,000.00
Servicios vigilancia (terceros)	1,000.00	50%	2	12,000.00
Total	21,987.69		8.00	82,791.85

Nota: Los costos del personal presentados a continuación son proporcionados a modo de ejemplo.

Fuente: DGER (2014).

Tarea 3: Estimar los costos de mantenimiento en la situación con proyecto

Luego, se calculan los costos anuales de mantenimiento preventivo, correctivo o rutinario. En electrificación rural, estos costos incluyen la reparación de líneas, postes o transformadores. Además, también se puede incluir el mantenimiento de baterías e inversores, entre otros. Específicamente, se sugiere desagregar de la siguiente manera:

Tabla 86. Sugerencia de costos de mantenimiento para una central fotovoltaica

Costos de mantenimiento (% de la inversión)	
Descripción	Total (S/)
Central FV	
BESS	

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Costos de mantenimiento (% de la inversión)	
Equipos de transformación	
Equipo de comunicación	
Total	

Fuente: Osinergmin (2024)

Tarea 4: Estimar los costos de la operación y mantenimiento de las medidas de reducción de riesgo y de las medidas de mitigación ambiental durante la fase de operación.

En los proyectos de electrificación rural los costos de mitigación ambiental o de mitigación de riesgo de desastres son bastante menores, por lo que no es necesario especificar estos costos.

De esta manera, los costos de OyM en la situación con proyecto, de manera general, se reflejan en la siguiente tabla:

Tabla 87. Sugerencia de costos de OyM para una central fotovoltaica

Costos de OyM	
Descripción	Total (S/)
Costos de Mantenimiento	
Central FV	
Costo de BESS (sistema de almacenamiento de energía en batería)	
Equipos de transformación	
Costo del Sistema de monitoreo (verificación de la generación y eficiencia de la planta)	
Costos de Operación	
Personal de operación y gestión	
Jefe de operaciones	
Apoyo logístico (administrativo)	
Operarios (régimen permanente)	
Operarios (locación de servicios)	
Serv. Electricista mantenimiento (terceros)	
Servicios vigilancia (terceros)	
Suministros	
Suministros básicos para mantenimiento	
Productos para limpieza	
Repuestos	
Paneles FV, inversor, batería, cables y conectores	
Fusibles	

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Costos de OyM	
Partes y componentes críticos	
Paneles solares	
Baterías	
Otros componentes esenciales	
Seguros y garantías	
Pólizas para cobertura de daños y contingencias en los equipos y estructuras	
Otros gastos	
Imprevistos y contingencias adicionales como costos administrativos	
Total	

Fuente: Elaboración propia.

Paso 2. Estimación de los costos de OyM en la situación sin proyecto

Como se indicó, los proyectos de electrificación tienen la naturaleza de creación, por lo que su costo de OyM sin proyecto es cero.

Paso 3. Estimación de los costos incrementales

Con los resultados de pasos anteriores, se elaboran los flujos de los costos de OyM en la situación “con proyecto” y “sin proyecto”. Luego, se calcula la diferencia entre ellos.

$$costos_{con\ proyecto} - costos_{sin\ proyecto} = costos\ incrementales$$

5.4. Flujo de costos incrementales a precios de mercado

Con la estimación de los costos a precios de mercado durante el horizonte de evaluación, se elaborarán los flujos de costos incrementales para cada una de las alternativas técnicas factibles a evaluar, pudiendo organizarse por activo. El flujo para cada año puede reflejarse en la siguiente fórmula:

$$costo\ incremental_t = costo_t^{con\ proy.} - costo_t^{sin\ proy.}$$

$$costo\ incremental_t = (costo_t^{fase\ de\ ejec.} + costo_t^{fase\ de\ func.}) - costo_t^{sin\ proy.}$$

Es importante recordar que los costos correspondientes a la situación sin proyecto son los correspondientes a OyM.

Recuadro N.º 52: Ejemplo de costos incrementales

Tabla 88. Costos incrementales para el centro poblado Santa Clotilde

Costos “con proyecto”

	0	1	5	10	15	20
Costos de inversión	26,668,227					

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Costo directo	16,422,954					
Sistema de generación fotovoltaica	11,894,324					
Materiales	7,025,276					
Equipo y herramienta	124,868					
Transporte	3,800,102					
Mano de obra	944,078					
Redes eléctricas	2,423,059					
Materiales	1,775,081					
Equipo y herramienta	29,063					
Transporte	495,232					
Mano de obra	123,683					
Centros de transformación	352,935					
Materiales	313,047					
Equipo y herramienta	3,666					
Transporte	30,872					
Mano de obra	5,349					
Acometidas eléctricas domiciliarias	1,752,636					
Materiales	781,552					
Equipo y herramienta	4,689					
Transporte	958,236					
Mano de obra	8,159					
Gastos generales	1,202,141					
Utilidades	1,642,295					
Expediente técnico	656,918					
Gestión del proyecto	821,148					
Supervisión del proyecto	1,313,836					
Liquidación	164,230					
IGV	4,000,234					
Control concurrente	444,470					
Costos de OyM						
Componente renovable		32,215	34,871	38,500	1,113,816	46,932
Componente diésel		2,932	3,174	9,151	19,477	33,206
Componente humano		422,346	457,161	504,743	557,277	615,279
Total	26,668,227	457,494	495,206	552,394	1,690,570	695,417

Costos “sin proyecto”

	0	1	5	10	15	20
Costos de inversión	0					
Costos de OyM		0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0

Costos incrementales

	0	1	5	10	15	20
Costos “con proyecto”	26,668,227	457,494	495,206	552,394	1,690,570	695,417
Costos “sin proyecto”	0	0	0	0	0	0
Total	26,668,227	457,494	495,206	552,394	1,690,570	695,417

Fuente: Elaboración propia.

3. CAPÍTULO III: Módulo de Evaluación

1. Evaluación social

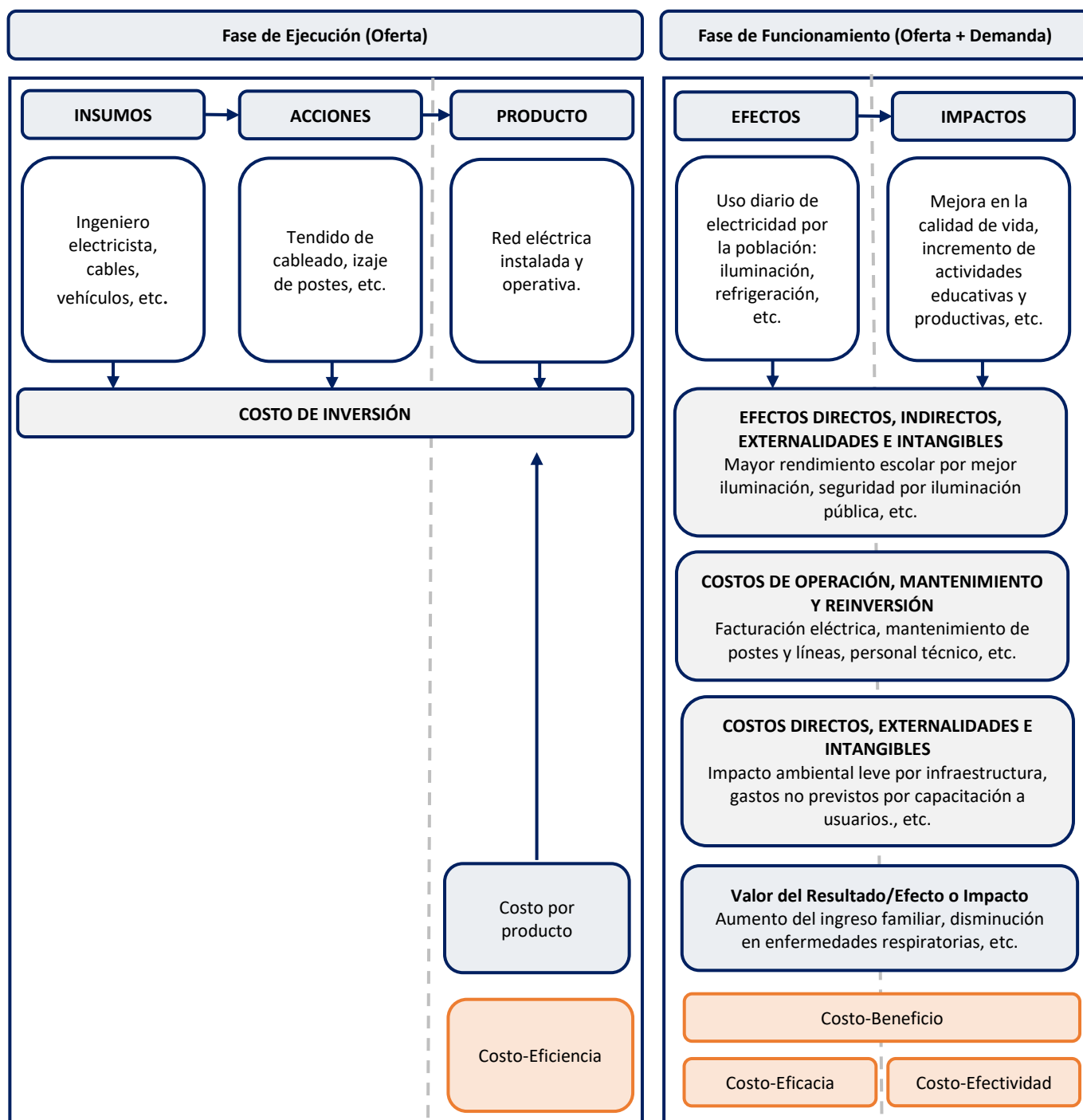
La **Evaluación Social** en proyectos de electrificación rural implica identificar, medir y valorar los beneficios y costos desde la perspectiva del **bienestar social**, considerando el impacto en toda la población beneficiada. Un proyecto de electrificación rural tiene como propósito principal atender una necesidad específica de las comunidades rurales, generalmente relacionada con la falta de acceso a electricidad, en un periodo definido. Esto se logra mediante la creación o mejora de una Unidad Productora (UP), que representa la infraestructura eléctrica y los sistemas asociados necesarios para transformar insumos (como materiales, recursos financieros y mano de obra) en activos tangibles (como redes eléctricas) y factores de producción esenciales para el desarrollo local.

La implementación de estas acciones genera una serie de efectos y resultados, tanto positivos como negativos. Los impactos de estos proyectos van más allá de los resultados inmediatos, alcanzando objetivos más amplios y de largo plazo, como el desarrollo económico sostenible y la mejora de la calidad de vida. Estos impactos suelen vincularse a las metas identificadas en el árbol de objetivos del proyecto durante su fase de planificación e identificación.

En el contexto de electrificación rural, lo anterior puede representarse mediante la **cadena de resultados** o **cadena de valor** de un proyecto de inversión, que describe las etapas desde la implementación hasta los impactos finales. Esta cadena es importante para identificar los efectos e impactos de un proyecto de electrificación, ya que enfatiza que el análisis no debe limitarse a las acciones necesarias para establecer o mejorar la infraestructura eléctrica. Es fundamental proyectar y evaluar los efectos reales sobre las comunidades beneficiarias y otros actores afectados.

En el Gráfico 37 se distinguen también las diferentes metodologías que se pueden emplear para la evaluación social del proyecto, dependiendo de si sus beneficios se pueden monetizar, si se puede estimar sus efectos o sus impactos. **En los proyectos de electrificación rural la metodología usada para la evaluación es la de Costo – Beneficio.**

Gráfico 37. Cadena de Valor de un PI y la Evaluación Social



Fuente: Guía General (2024)

1.1. Beneficios sociales

Los **beneficios sociales** en proyectos de electrificación rural contribuyen a mejorar el bienestar de las comunidades atendidas mediante el acceso a electricidad, ya sea por un mayor consumo del servicio o por una mejora en su calidad. Además, los beneficios de estos proyectos no se limitan exclusivamente a la población

directamente beneficiada; también pueden extenderse a otros agentes de la sociedad.

Los proyectos de electrificación rural pueden generar hasta cuatro tipos de beneficios para la sociedad: **directos, indirectos, externalidades positivas e intangibles**. A continuación, se explican cada uno de estos conceptos con ejemplos aplicados al sector eléctrico:

1.1.1. Beneficios directos

Son los efectos inmediatos que el acceso a electricidad refleja en la población beneficiaria. Estos beneficios pueden, en algunos casos, monetizarse y están relacionados con el mercado del servicio eléctrico intervenido por el proyecto.

Estos incluyen:

- **Ahorro o liberación de recursos:** Estos beneficios surgen del ahorro en costos sociales como resultado del acceso a electricidad. Por ejemplo:
 - **Ahorro en tiempo:** Una familia que antes dependía de velas o lámparas de kerosene reduce el tiempo y esfuerzo necesario para adquirir estos insumos al tener electricidad en casa.
 - **Ahorro en fuentes alternas:** Los hogares necesitan satisfacer su necesidad de iluminación a través de la compra de velas o linternas, así, con la electricidad, pueden evitar este gasto.
 - **Disminución de costos de transacción:** Una comunidad puede realizar actividades productivas de manera más eficiente (como cargar dispositivos móviles o trabajar en horarios extendidos) gracias al acceso a un suministro eléctrico confiable.
- **Mayor consumo del servicio eléctrico:** Esto se refiere al incremento del consumo valorado a precios sociales, dado que el acceso a electricidad suele ser más accesible económicamente que alternativas menos eficientes (como generadores de gasolina o diésel). Por ejemplo, con un suministro continuo, las familias pueden aumentar el uso de electrodomésticos esenciales, mejorando su calidad de vida y reduciendo costos frente a otras opciones energéticas más caras.

Estos beneficios directos de la electrificación rural tienen un impacto transformador en las comunidades, fomentando el desarrollo humano y económico al tiempo que promueven una mayor equidad social en áreas tradicionalmente desatendidas.

1.1.2. Beneficios indirectos

Estos beneficios surgen en mercados relacionados con el servicio eléctrico que se provee a través del proyecto de electrificación rural. Por ejemplo:

- **Mejoras en la salud:** El acceso a electricidad permite a las familias reemplazar fuentes de energía contaminantes, como lámparas de kerosene o leña, reduciendo la posibilidad de contraer enfermedades respiratorias causadas por la exposición al humo.

- **Impulso a actividades económicas:** La disponibilidad de energía eléctrica puede generar beneficios en sectores como la agricultura (sistemas de riego eléctricos), la educación (escuelas equipadas con tecnología), salud, el comercio (almacenamiento de productos perecibles) y otras actividades económicas diferentes a las agrícolas.

1.1.3. Externalidades positivas

Son efectos positivos generados para terceros que no están relacionados ni directa ni indirectamente con el servicio eléctrico. En el caso de electrificación rural, algunos ejemplos son:

- **Reducción de emisiones contaminantes:** Al reemplazar el uso de generadores diésel por electricidad de fuentes más limpias, se disminuyen las emisiones de CO₂, contribuyendo a la lucha contra el cambio climático.
- **Fomento de cohesión social:** La electrificación mejora la calidad de vida en comunidades rurales, incentivando la permanencia de las familias en sus territorios, lo que fortalece la cohesión y evita la migración masiva a zonas urbanas.
- **Mejoramiento del acceso a servicios.** La existencia de energía eléctrica en la comunidad da cabida a que otros servicios públicos puedan ser brindados.

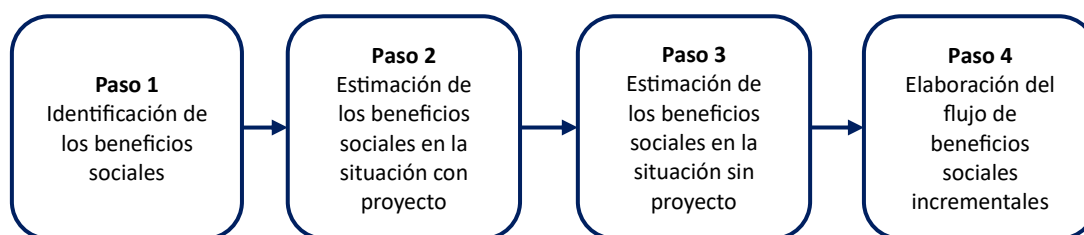
1.1.4. Intangibles

Estos son beneficios difíciles de medir o valorizar, pero que tienen un impacto significativo en el bienestar de la comunidad. En el contexto de electrificación rural, algunos ejemplos incluyen:

- **Mejora en la percepción de seguridad:** La iluminación pública en comunidades rurales puede reducir la sensación de inseguridad y mejorar las interacciones sociales en horas nocturnas.
- **Promoción de la equidad social:** Proveer acceso a electricidad a comunidades aisladas fomenta la inclusión y reduce brechas de desigualdad, contribuyendo al desarrollo humano integral.
- **Conservación cultural y social:** La electrificación facilita la realización de actividades culturales y tradicionales que requieren iluminación, ayudando a preservar el patrimonio inmaterial de las comunidades.

Para la estimación de los beneficios sociales de cada alternativa de solución se deben seguir los pasos que se ilustran en el Gráfico 38:

Gráfico 38. Pasos para la estimación de los beneficios sociales



Fuente: Guía General (2024). Fuente: Elaboración propia.

Paso 1: Identificación de los beneficios sociales

En el primer paso, se identifican los **beneficios sociales** de un proyecto de electrificación rural, tomando como referencia su objetivo central y los fines directos e indirectos definidos previamente, utilizando herramientas como el **árbol de medios y fines** del módulo de identificación. Es fundamental, con base en este árbol, realizar un listado exhaustivo de los beneficios potenciales que podrían generarse a partir del proyecto, destacando aquellos que puedan ser monetizados. Por ejemplo, en un proyecto de electrificación rural, se podrían identificar beneficios sociales vinculados al acceso a electricidad confiable y su impacto en el bienestar de la población beneficiaria. Estos beneficios pueden incluir:

- **Fines directos:**
 - Reducción de costos de energía (reemplazo de fuentes como velas o generadores).
 - Mejora en la calidad de vida por el acceso a servicios esenciales como iluminación y refrigeración.
 - Mejor orientación y mayor seguridad en las noches por la iluminación pública.
- **Fines indirectos:**
 - Incremento de la productividad, si es que existen las condiciones para aprovechar la electricidad (maquinarias, acceso a mercados, acceso a tecnología).
 - Impulso al emprendimiento local al posibilitar nuevas actividades económicas como elaboración de artesanías en horas nocturnas, posiblemente para este efecto debe existir apoyo al emprendedor desde el sector producción.
 - Mejor acceso a la educación mediante iluminación en escuelas y, de ser el caso, acceder a internet.
 - Reducción de riesgos de salud asociados con el uso de fuentes de energía contaminantes.
 - Mejoramiento en la igualdad de género, porque el uso de artefactos eléctricos permite a las mujeres desarrollar las labores domésticas en menos tiempo y así realizar otras actividades.
 - Mejor acceso a servicios públicos, puesto que la ausencia de electricidad puede impedir o limitar determinados servicios públicos.

El listado y la valoración de estos beneficios son esenciales para justificar la implementación del proyecto y asegurar que esté alineado con las necesidades y prioridades de las comunidades rurales.

Por ejemplo, para un proyecto de electrificación rural se encuentran beneficios sociales relacionados con el objetivo y los fines del proyecto, como se muestra en la Tabla 89.

Tabla 89. Identificación de los beneficios sociales del PI de electrificación rural

Objetivo (O), fines directos (FD) y fines indirectos (FI)	Tipo de Beneficio Social asociado	Beneficio específico
O: Acceso de la población de los centros poblados de Santa Clotilde, Sargento Lores y	Se distinguen dos tipos de beneficios directos: 1) Liberación de recursos, y 2)	Liberación de recursos: La población dejará de gastar en

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Objetivo (O), fines directos (FD) y fines indirectos (FI)	Tipo de Beneficio Social asociado	Beneficio específico
Huiririma a servicios de energía confiables y eficientes.	Mayor consumo de energía eléctrica por uso de artefactos.	fuentes sustitutas ineficientes de energía. Mayor consumo de energía eléctrica: La población dispondrá de energía eléctrica y de buena calidad.
FD: Las actividades productivas del centro poblado incluyen procesamiento y cuentan con mayor valor agregado.	Beneficio directo (Mayor consumo de energía eléctrica)	Incremento de la productividad de las actividades económicas.
FD: Mejora de la disponibilidad de atención de servicios básicos.		Mayor disponibilidad de servicios públicos.
FD: Acceso a espacios públicos iluminados.		Mayor seguridad para el tránsito nocturno.
FD: Uso de fuentes de energía eficientes.	Beneficio directo (Liberación de recursos)	La población dejará de gastar en fuentes sustitutas ineficientes de energía.
FI: Mayores posibilidades de incrementar ingresos.	Beneficio indirecto	Incremento de la cantidad producida.
FI: Eficiente calidad de educación y salud pública.		Mejor rendimiento educativo. Mejor salud pública.
FI: Disminución de riesgos de seguridad para los habitantes.		Mayor bienestar social.
FI: Disminución de emisión de gases de efecto invernadero.		Mejor ambiente para vivir.

Fuente: Elaboración propia.

Paso 2: Estimación de los beneficios sociales en la situación con proyecto

Tarea 1. Determinar el indicador o indicadores para la cuantificación

Es fundamental contar con un indicador cuantitativo que permita estimar los beneficios sociales derivados de la implementación de proyectos de electrificación rural, identificados en la etapa previa.

Estos beneficios pueden clasificarse en directos e indirectos. No se deben cuantificar simultáneamente los beneficios directos e indirectos cuando esto pueda generar duplicidad en la estimación, especialmente si los beneficios indirectos ya están incorporados dentro de los directos.

En vista que de la complejidad de la valorización de la electricidad por parte del beneficiario (que básicamente resulta de la estimación de su excedente de consumidor) se debe estimar los beneficios de la electrificación rural en base al excedente del consumidor del beneficiario, por la utilización de la electricidad en tres mercados: iluminación, televisión y refrigeración.

De este modo, lo que corresponde es estimar el beneficio por la mayor utilización de los tres servicios antes mencionados. Para ello, se debe estimar el beneficio social unitario que cada vivienda obtiene por la utilización de los tres servicios antes indicados.

Tarea 2. Estimar el beneficio social unitario

Con base en la información obtenida del diagnóstico de la población beneficiaria (módulo de identificación) y del análisis de la demanda (módulo de formulación), se procederá a estimar el beneficio unitario del proyecto de electrificación rural. Este beneficio unitario, de acuerdo con los indicadores definidos previamente, puede expresarse como el beneficio por hogar, por comunidad o por usuario, según corresponda.

Las estimaciones desarrolladas se presentan tomando en cuenta una serie de supuestos, los cuales nos permiten establecer beneficios por vivienda en los proyectos de electrificación rural.

Beneficios netos anuales	S/
Beneficio neto por velas	S/ 1,344.83
Beneficio neto por TV	S/ 2,512.46
Beneficio neto por refrigeración (hogares con refrigeradora antes de la electrificación)	S/ 1,906.94
Beneficio neto por refrigeración (hogares sin refrigeradora)	S/ 1080.65
Beneficios netos por Telecomunicaciones	S/ 1,282.56
Total	S/ 8,127.44

Nota: Beneficios sociales referenciales.

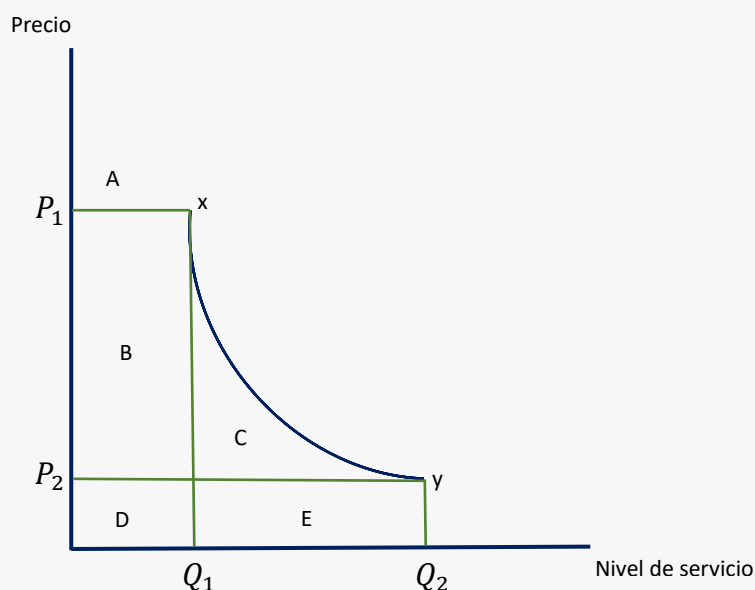
Fuente: Elaboración propia.

El total estimado representa la voluntad de pago por electricidad de los usuarios de este servicio. Este resultado será utilizado en la construcción del flujo de beneficios sociales del proyecto.

Recuadro N.º 53: Estimación de los beneficios sociales

Se recomienda que para la estimación de los beneficios sociales de la electrificación rural se plantee una curva de oferta y demanda para poder calcular el excedente del consumidor del beneficiario del proyecto. El excedente del consumidor es la diferencia entre el valor que da el beneficiario al consumo de electricidad y la tarifa que debe pagar por este servicio. Para apreciar el excedente del consumidor se debe considerar que antes de contar con electricidad el beneficiario se abastecía de otras fuentes de energía, que le permitía consumir Q_1 y pagando un precio P_1 , lo que se representa como el punto X en el gráfico. Con la prestación del servicio de electricidad debido al proyecto, el beneficiario incrementa su consumo de energía a un precio menor, lo que se refleja en el punto Y, en el cual consume Q_2 y paga P_2 .

Así, el excedente se representa como el área C en el gráfico, es decir el área entre la curva de demanda por electricidad y la tarifa que debe pagar el beneficiario cuando el proyecto está en funcionamiento (P_2). Este método de estimación se aplica para todos servicios en los que interviene la electricidad: iluminación, comunicación y refrigeración.



Fuente: Elaboración propia.

La estimación de esta área se realiza utilizando elasticidades mediante fórmulas algebraicas y el detalle se puede encontrar en el Anexo 6.

Tarea 3. Elaborar el flujo de beneficios sociales

Con la información recopilada en las etapas previas, se procede a estimar los beneficios sociales anuales durante la fase de operación del proyecto de electrificación rural. Para ello, cada año se multiplica el número de beneficiarios (viviendas) por el beneficio social unitario correspondiente, diferenciando entre usuarios existentes y, de existir, nuevos usuarios.

La proyección de los flujos de beneficios sociales anuales se calcularía multiplicando la sumatoria del beneficio social unitario por la cantidad proyectada de usuarios durante el periodo de funcionamiento del proyecto (voluntad de pago). Es importante deducir de este flujo el pago esperado que los consumidores realizan por la aplicación de la tarifa a su consumo de electricidad. De esta manera se podrá estimar el excedente de consumidor. En este orden de ideas, en la siguiente tabla se muestra los beneficios sociales netos de los usuarios de electrificación rural para cada año del horizonte de evaluación.

Tabla 90. Ejemplo de beneficios sociales netos de los usuarios para Santa Clotilde

Año	Beneficiarios	Voluntad de pago	Pago estimado	Beneficio neto (Excedente del consumidor)
1	746	4,920,253	-295,394	4,624,860
2	756	4,982,148	-322,516	4,659,632
3	765	5,044,068	-329,363	4,714,705
4	775	5,106,014	-336,321	4,769,694
5	784	5,167,987	-343,392	4,824,595

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Año	Beneficiarios	Voluntad de pago	Pago estimado	Beneficio neto (Excedente del consumidor)
6	794	5,236,580	-350,578	4,886,002
7	804	5,298,607	-358,213	4,940,393
8	814	5,367,253	-365,638	5,001,616
9	824	5,429,336	-373,521	5,055,814
10	834	5,498,038	-381,533	5,116,505
11	844	5,566,769	-389,676	5,177,093
12	855	5,635,528	-397,952	5,237,576
13	866	5,710,909	-406,363	5,304,546
14	877	5,779,726	-414,910	5,364,816
15	887	5,848,573	-423,954	5,424,619
16	899	5,924,042	-432,786	5,491,256
17	910	5,999,541	-442,125	5,557,416
18	922	6,075,070	-451,617	5,623,454
19	933	6,150,630	-460,894	5,689,736
20	944	6,226,221	-471,068	5,755,153

Fuente: Elaboración propia.

Paso 3: Estimación de los beneficios sociales en la situación sin proyecto

Para estimar los beneficios sociales en la situación sin proyecto las tareas son similares a las desarrolladas en el paso 2; el escenario en este caso considera las tendencias a futuro sin intervención del proyecto. Los proyectos de electrificación rural tienen la naturaleza de creación, por lo tanto, el flujo de beneficios sin proyecto es cero.

Paso 4: Elaboración del flujo de beneficios sociales incrementales

El flujo de beneficios sociales incrementales se elabora sobre la base de la comparación de los beneficios sociales en la “situación con proyecto” y la “situación sin proyecto”.

Tabla 91. Ejemplo de beneficios incrementales para Santa Clotilde

Beneficios con proyecto	Beneficios sin proyecto	Beneficios incrementales
4,624,860	0	4,624,860
4,659,632	0	4,659,632
4,714,705	0	4,714,705
4,769,694	0	4,769,694
4,824,595	0	4,824,595
4,886,002	0	4,886,002
4,940,393	0	4,940,393
5,001,616	0	5,001,616

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Beneficios con proyecto	Beneficios sin proyecto	Beneficios incrementales
5,055,814	0	5,055,814
5,116,505	0	5,116,505
5,177,093	0	5,177,093
5,237,576	0	5,237,576
5,304,546	0	5,304,546
5,364,816	0	5,364,816
5,424,619	0	5,424,619
5,491,256	0	5,491,256
5,557,416	0	5,557,416
5,623,454	0	5,623,454
5,689,736	0	5,689,736
5,755,153	0	5,755,153

Fuente: Elaboración propia.

1.2. Costos sociales

En la **evaluación social** de un proyecto de electrificación rural, a diferencia de la evaluación privada, no solo interesa identificar los egresos monetarios calculados a precios de mercado, sino también determinar el **costo de oportunidad** de los factores de producción e insumos utilizados, es decir, el valor que estos tienen para la sociedad. Además, es necesario evaluar los costos que el proyecto podría generar en otros sectores de la sociedad.

Los costos sociales de un proyecto de electrificación rural usualmente se asocian sólo a los costos directos. Por sus características los proyectos de electrificación rural no suelen incurrir en costos indirectos, externalidades negativas o costos intangibles.

1.2.1. Costos Directos de la electrificación rural

Son los asociados a los factores de producción necesarios para la ejecución del proyecto, como la instalación de redes eléctricas, transformadores, postes y otros componentes de infraestructura. También incluyen los costos de operación y mantenimiento durante la fase de funcionamiento, como la reparación de equipos o la capacitación del personal técnico.

1.2.2. Costos Indirectos

Son aquellos que se generan en otros mercados relacionados. Por ejemplo, un proyecto de electrificación rural podría incrementar la demanda de transporte de materiales y equipo hacia zonas aisladas, lo cual podría aumentar el desgaste de las vías de acceso y los costos de mantenimiento de estas.

1.2.3. Externalidades Negativas

Son los efectos perjudiciales que el proyecto puede generar sobre terceros que no están directamente relacionados con el mercado del servicio eléctrico. Ejemplos en electrificación rural incluyen:

- **Impacto ambiental:** Durante la instalación de líneas eléctricas, se podrían afectar ecosistemas sensibles, como bosques o áreas protegidas.
- **Contaminación visual:** La presencia de infraestructura eléctrica puede alterar el paisaje natural, afectando actividades como el ecoturismo.
- **Desplazamiento de comunidades:** En casos extremos, la construcción de infraestructura eléctrica podría requerir el desplazamiento de poblaciones locales.

1.2.4. Intangibles

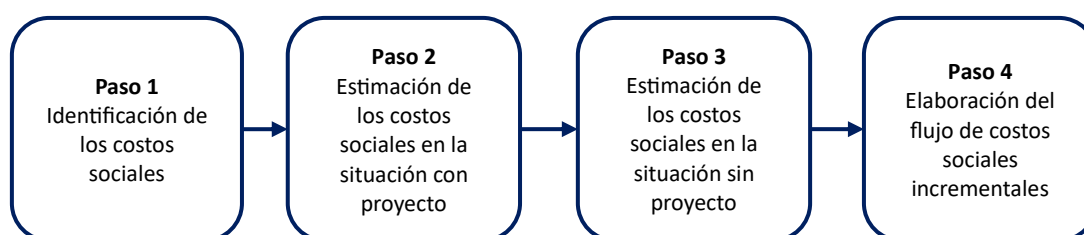
Son efectos negativos difíciles de medir o valorar. En electrificación rural, podrían incluir:

- Pérdida de biodiversidad debido a la construcción de líneas eléctricas que atraviesan hábitats críticos.
- Alteración de costumbres o dinámicas sociales en comunidades aisladas por la introducción de tecnologías modernas.
- Reducción de la calidad paisajística en zonas de interés cultural o turístico.

Este enfoque permite un análisis integral del impacto del proyecto, considerando tanto los beneficios como los costos que pueden afectar a la sociedad, y asegurando que los resultados finales estén alineados con los objetivos de desarrollo sostenible y bienestar social.

Para la estimación de los costos sociales de cada alternativa se siguen los pasos que se presentan en el Gráfico 39.

Gráfico 39. Pasos para la estimación de los costos sociales



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1: Identificación de los costos sociales

En esta etapa inicial se determinan los costos sociales asociados al proyecto de electrificación rural. Para ello, se consideran los costos directos de ejecución, obtenidos del presupuesto del proyecto y ajustados mediante factores de corrección que se indican en el Anexo 11: Parámetros de Evaluación Social de la Directiva General del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones.

Paso 2: Estimación de los costos sociales en la situación con proyecto

Toma como punto de partida los flujos de costos a precios de mercado de inversión, operación, mantenimiento e inversiones previstas en la fase de Funcionamiento. Para ello, se deben realizar un conjunto de tareas. En las siguientes líneas se describen estas adaptadas a un proyecto de electrificación rural.

Tarea 1. Desagregar los costos de las acciones a precios de mercado por tipo de rubro

Los costos a precios de mercado serán desglosados de acuerdo con los siguientes rubros, según corresponda:

- **Bienes y servicios importables (transables):** Equipos eléctricos, transformadores, cables especiales y tecnología que debe importarse.
- **Bienes y servicios exportables (transables):** Materiales o componentes eléctricos de producción nacional que también podrían exportarse.
- **Bienes y servicios no transables:** Mano de obra local, servicios de instalación, transporte interno y materiales de construcción adquiridos localmente.
- **Combustibles (según tipo):** Diésel, gasolina o combustibles utilizados para maquinaria en la instalación de infraestructura eléctrica.
- **Divisa:** Costos asociados a pagos en moneda extranjera, como importación de equipos o contratación de servicios internacionales.
- **Mano de obra:** Clasificada en calificada (ingenieros mecánicos electricistas y/o ingenieros electricistas, técnicos especializados), semicalificada (operadores de maquinaria) y no calificada (ayudantes de obra).

Siguiendo el ejemplo de un proyecto de electrificación rural, se desglosarían los costos de cada uno de los componentes del sistema eléctrico, de manera similar a la referencia en la Tabla 92:

Tabla 92. Desagregado de costos de inversión para el centro poblado Santa Clotilde (precios de mercado – soles)

Ítem	Descripción	Costo total a precios de mercado (sin IGV)
1	SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	10,321,419
1.1	Materiales	6,748,557
1.2	Equipo y herramienta	113,202
1.3	Transporte	2,647,641
1.4	Mano de obra	812,020
2	REDES ELÉCTRICAS	2,282,004
2.1	Materiales	1,775,081
2.2	Equipo y herramienta	29,063
2.3	Transporte	355,295

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Ítem	Descripción	Costo total a precios de mercado (sin IGV)
2.4	Mano de obra	122,565
3	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	344,009
3.1	Materiales	313,047
3.2	Equipo y herramienta	3,666
3.3	Transporte	21,946
3.4	Mano de obra	5,349
4	ACOMETIDAS ELÉCTRICAS DOMICILIARIAS	1,751,268
4.1	Materiales	781,552
4.2	Equipo y herramienta	4,689
4.3	Transporte	956,869
4.4	Mano de obra	8,159
Total		14,698,700

Fuente: Elaboración propia.

Tarea 2. Aplicación de los factores de corrección (FC)

Para la aplicación de los factores de corrección se debe tener como referencia general la Nota Técnica para el uso de los Precios Sociales en la Evaluación Social de Proyectos de Inversión (MEF, 2021). Los factores de corrección se deben aplicar a los costos de inversión, operación, mantenimiento y de inversiones previstas en la fase de Funcionamiento, desagregados por rubros. En los casos que corresponda, se deben aplicar los parámetros de evaluación social establecidos por el ente rector del SNPMGI⁴⁹. Estas son algunas orientaciones al respecto:

- La mano de obra (calificada, semicalificada y no calificada) se corrige con el FC correspondiente a la región geográfica. La mano de obra calificada incluye técnicos certificados e ingenieros; la semicalificada, ayudantes con experiencia; y la no calificada, personal sin formación técnica:

$$\text{Costo social de la mano de obra} = \text{Costo de mercado} \times FC$$

Donde:

- FC = Factor de corrección

- El rubro transable se refiere a los bienes o servicios importables o exportables. En general casi todos los bienes pueden ser importados o exportados, excepto la tierra y la fuerza laboral. Los factores de corrección se estiman aplicando las siguientes formulas:

$$\text{Precio social de bienes importables} = \text{Precio CIF} \times PSD + MC + GF$$

Donde:

- CIF = Costos, seguros y fletes (en puerto de llegada)
- PSD = Precio social de la divisa

⁴⁹ Anexo 11: Parámetros de Evaluación Social de la Directiva General del SNPMGI.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

- MC = Margen comercial del importador por manejo, distribución y almacenamiento
- GF = Gastos de flete nacional neto de impuestos

$$\text{Precio social de bienes exportables} = \text{Precio FOB} \times \text{PSD} - \text{GM} - \text{GF} + \text{GT}$$

Donde:

- FOB = En puerto de llegada, libre a bordo
 - PSD = Precio social de la divisa
 - GM = Gastos de manejo neto de impuestos
 - GF = Gastos de flete del proveedor al puerto nacional neto de impuestos
 - GT = Gastos de transporte nacional al proyecto neto de impuestos
- Los servicios y otros bienes de origen nacional (no transables), están afectos al IGV, por lo que para el cálculo del costo social se excluye dicho impuesto. El FC se calcula según la siguiente fórmula:

$$FC = \frac{1}{1 + \text{IGV}}$$

- En el caso de los combustibles se aplica el FC vigente. La fórmula es la siguiente:

$$\text{Costo social del combustible (Diesel)} = \text{Costo de mercado del Diesel} \times 0.735$$

Recuadro N.º 54: Cálculo de los factores de corrección de los bienes transables

Debido a que el costo de inversión refleja sus componentes desagregados (materiales, equipo y herramienta, transporte y mano de obra), al realizar el cálculo de los factores de corrección de los bienes transables, se puede asumir que los gastos asociados en flete son iguales a cero, ya que estos ya están incluidos en el apartado de transporte.

- **Transables importables**

Como se mencionó anteriormente, se considera que los gastos asociados a transporte son cero. Además, el margen comercial es igual al 20% del CIF y el arancel es 6%. No se considera el IGV.

$$FC_{BTI} = \frac{\text{Precio social del BTI}}{\text{Precio de mercado de BTI}}$$

$$FC_{BTI} = \frac{\text{CIF} \times \text{PSD} + \text{MC} + \text{GF}}{\text{CIF} \times (1 + \text{IGV}) \times (1 + \text{aranceles}) + \text{MC} + \text{GF}}$$

$$FC_{BTI} = \frac{\text{CIF} \times \text{PSD} + 0.2 \text{ CIF}}{\text{CIF} \times (1 + \text{aranceles}) + 0.2 \text{ CIF}}$$

$$FC_{BTI} = 1.02$$

- **Transables exportables**

En este caso, también se consideran que los gastos en transporte son iguales a cero. En este caso, TC representa el tipo de cambio.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

$$FC_{BTE} = \frac{\text{Precio social del BTE}}{\text{Precio de mercado de BTE}}$$

$$FC_{BTE} = \frac{FOB \times TC \times PSD - GM - GF + GT}{FOB \times TC}$$

$$FC_{BTE} = 1.08$$

En la Tabla 93 se aplican los factores de corrección a los costos de inversión del proyecto en el centro poblado Santa Clotilde. Para ello, se considera que el factor de corrección de cada componente de costo tiene la siguiente incidencia:

Tabla 93. Factores de corrección a aplicar para los costos de inversión

Factores de corrección		Incidencia
Materiales, equipo y herramienta		
BT Importables	1.02	100% para el Sistema de Generación Fotovoltaica
BT Exportables	1.08	100% para Redes Eléctricas, Centros de Transformación y Acometidas Eléctricas Domiciliarias
Transporte		
Combustible (diésel)	0.74	10%
Mano de obra no calificada	0.50	20%
Vehículo (transable)	1.02	70%
Mano de obra		
Mano de obra calificada	0.82	63%
Mano de obra no calificada	0.50	37%

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, los costos de inversión a precios sociales son los siguientes:

**Tabla 94. Desagregado de costos de inversión para el centro poblado Santa Clotilde
(precios sociales – soles)**

Ítem	Descripción	Costo total (precios de mercado)	FC	Costo total (precios sociales)
1	SISTEMA DE GENERACIÓN FOTVOLTAICA	10,321,419		9,882,521
1.1	Materiales	6,748,557	1.02	6,855,677
1.2	Equipo y herramienta	113,202	1.02	114,998
1.3	Transporte	2,647,641	0.88	2,342,132
1.4	Mano de obra	812,020	0.70	569,713
2	REDES ELÉCTRICAS	2,282,004		2,348,765
2.1	Materiales	1,775,081	1.08	1,917,087
2.2.	Equipo y herramienta	29,063	1.08	31,388
2.3	Transporte	355,295	0.88	314,298
2.4	Mano de obra	122,565	0.70	85,991
3	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	344,009		365,218
3.1	Materiales	313,047	1.08	338,091

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

3.2	Equipo y herramienta	3,666	1.08	3,960
3.3	Transporte	21,946	0.88	19,414
3.4	Mano de obra	5,349	0.70	3,753
4	ACOMETIDAS ELÉCTRICAS DOMICILIARIAS	1,751,268		1,701,321
4.1	Materiales	781,552	1.08	844,076
4.2	Equipo y herramienta	4,689	1.08	5,064
4.3	Transporte	956,869	0.88	846,457
4.4	Mano de obra	8,159	0.70	5,724
Total		14,698,700		14,297,825

Fuente: Elaboración propia.

El factor de corrección para los costos de operación y mantenimiento se aplican de acuerdo a la incidencia reflejada en la siguiente tabla para cada componente:

Tabla 95. Factores de corrección a aplicar para los costos de operación y mantenimiento

Factores de corrección		Incidencia
Renovable	0.98	
Reposición de bienes (TI)	1.02	90%
Mano de obra calificada	0.82	6.3%
Mano de obra no calificada	0.50	3.7%
Diésel	0.70	
Mano de obra calificada	0.82	63%
Mano de obra no calificada	0.50	37%
Humano	0.70	
Mano de obra calificada	0.82	63%
Mano de obra no calificada	0.50	37%

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 96 se muestra la estimación de los costos sociales de operación y mantenimiento para el PI mostrado en la sección anterior.

Tabla 96. Estimación de costos sociales de OyM para el centro poblado Santa Clotilde

Año	Componentes			Total costos OyM
	Renovable	Diésel	Humano	
1	32,103	3,564	141,085	176,753
2	25,942	3,564	141,085	170,592
3	25,942	3,564	141,085	170,592
4	32,103	23,728	141,085	196,917
5	25,942	55,047	141,085	222,075
6	25,942	75,913	141,085	242,941
7	32,103	98,757	141,085	271,946
8	25,942	119,797	141,085	286,824
9	25,942	138,538	141,085	305,565
10	32,103	163,520	141,085	336,709

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

11	25,942	159,475	141,085	326,502
12	3,934,685	158,659	141,085	4,234,429
13	32,103	153,019	141,085	326,208
14	25,942	152,207	141,085	319,235
15	839,344	147,434	141,085	1,127,864
16	32,103	190,376	141,085	363,565
17	25,942	234,685	141,085	401,713
18	25,942	276,787	141,085	443,814
19	32,103	320,513	141,085	493,701
20	25,942	362,964	141,085	529,992

Fuente: Elaboración propia.

Tarea 3. Estimación de costos sociales indirectos y externalidades negativas

En los proyectos de electrificación rural los costos indirectos o externalidades que pueden darse son bastante menores (por ejemplo, la limitación por algunas horas en el tránsito por una vía vehicular o peatonal para la instalación de postes). Se trata de una infraestructura que ocupa pocos espacios y cuya instalación demanda menor tiempo que otras infraestructuras. Por esta razón se considera que los costos sociales indirectos o externalidades negativas de los proyectos de electrificación rural son irrelevantes.

Tarea 4. Elaboración del flujo de costos sociales con proyecto

A partir de los costos sociales de inversión, operación, mantenimiento e inversiones previstas en la fase de Funcionamiento, se elaborarán los flujos de costos sociales para la situación con proyecto. A continuación, se muestran los resultados del proceso seguido para la elaboración de los flujos de costos sociales del PI de electrificación rural:

Tabla 97. Flujo de costos a precios sociales para el centro poblado Santa Clotilde

Costos	0	1	10	12	15	20
Costos de inversión	19,733,783					
Costos de OyM		176,753	336,709	4,234,429	1,127,864	529,992
Flujo de costos	19,733,783	176,753	336,709	4,234,429	1,127,864	529,992

Fuente: Elaboración propia.

Paso 3: Estimación de los costos sociales en la situación sin proyecto

Como se indicó, la naturaleza de los proyectos de electrificación rural suele ser de creación, en este sentido, los costos sociales sin proyecto serían cero.

Paso 4: Elaboración del flujo de los costos sociales incrementales

Los flujos de costos sociales incrementales, se elaboran sobre la base de la comparación de los costos sociales en la situación con proyecto y en la situación sin proyecto.

Tabla 98. Flujo de costos sociales incrementales para el centro poblado Santa Clotilde

Año	Costos		Costos incrementales
	Situación con proyecto	Situación sin proyecto	
0	19,733,783	0	19,733,783
1	333,297	0	333,297
2	333,297	0	333,297
3	333,297	0	333,297
4	351,445	0	351,445
5	400,546	0	400,546
6	414,791	0	414,791
7	429,407	0	429,407
8	445,351	0	445,351
9	459,596	0	459,596
10	475,107	0	475,107
11	498,898	0	498,898
12	4,513,933	0	4,513,933
13	545,653	0	545,653
14	564,336	0	564,336
15	1,399,989	0	1,399,989
16	619,643	0	619,643
17	656,596	0	656,596
18	690,483	0	690,483
19	721,908	0	721,908
20	758,056	0	758,056

Fuente: Elaboración propia.

1.3. Estimación de indicadores de rentabilidad social

En la evaluación social de proyectos de electrificación rural la metodología empleada para evaluación es la de Costo Beneficio. Otras metodologías como **Costo-Efectividad, Costo-Eficacia o Costo Eficiencia** podrían aplicarse si se contara con líneas de corte, las que por ahora no existen (Ver Anexo 7).

Un importante parámetro a tomar en cuenta es la Tasa Social de Descuento (TSD) que refleja el costo de oportunidad asociado al uso de los recursos del país para financiar proyectos de inversión. Al aplicar esta tasa, se convierte el valor actual de los flujos futuros de beneficios y costos del proyecto en una métrica comparable. Esto permite evaluar y priorizar proyectos de electrificación rural frente a otras iniciativas, asegurando la asignación eficiente de los recursos públicos.

Metodología de evaluación costo-beneficio.

En proyectos de electrificación rural, la metodología de **Costo-Beneficio** permite estimar la rentabilidad social mediante la comparación de los **beneficios sociales**

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

con los **costos sociales**. Su propósito es determinar si la alternativa propuesta contribuye de manera suficiente al bienestar de la sociedad como un todo, justificando el gasto público.

Los indicadores que se calculan dentro de esta metodología son los siguientes:

- **Valor Actual Neto Social (VANS):** Este indicador refleja el valor actual, en soles de hoy (es decir, al inicio del horizonte de evaluación), del conjunto de beneficios netos generados por cada alternativa. Representa la diferencia entre los **beneficios sociales** y los **costos sociales**, considerando la preferencia temporal mediante la **Tasa Social de Descuento (TSD)** establecida en la Nota Técnica para el uso de los Precios Sociales en la Evaluación Social de Proyectos de Inversión (MEF, 2021) y en el sistema **Nacional de Programación y Gestión de Inversiones**.

La fórmula para calcular el VANS es:

$$VANS = \sum_{t=0}^n \frac{(BSI - CSI)_t}{(1 + TSD)^t}$$

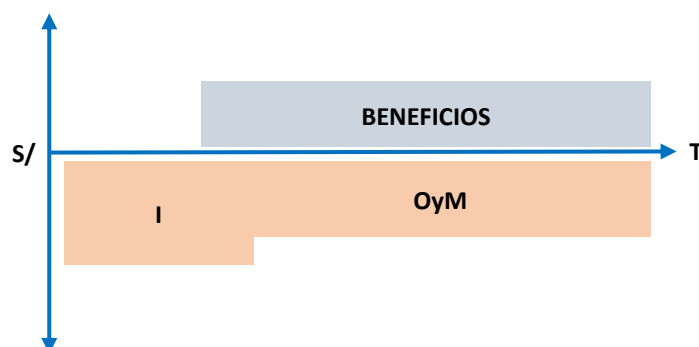
Donde:

- BSI = Beneficio social incremental
 - CSI = Costo social incremental
 - n = Horizonte de evaluación del proyecto
 - TSD = Tasa social del descuento
- **Tasa interna de retorno social (TIRS):** refleja la rentabilidad social promedio de una inversión. Operativamente, es la tasa de descuento que hace cero el valor del VANS, es decir:

$$VANS = \sum_{t=0}^n \frac{(BSI - CSI)_t}{(1 + TIRS)^t} = 0$$

Los PI son socialmente rentables cuando el **VANS es mayor a cero** y la **TIRS es mayor a la TSD vigente**. Para aplicar la metodología costo beneficio se debe contar con los flujos de los beneficios y los costos sociales Gráfico 40.

Gráfico 40. Flujos para la aplicación de la metodología costo beneficio



Fuente: Guía General (2024). Fuente: Elaboración propia.

Utilizando los flujos de beneficios y costos sociales se procede a calcular el

VANS y la TIRS. Si: el VANS es ≥ 0 , conviene ejecutar el PI.

Para el ejemplo correspondiente a la electrificación del centro poblado Santa Clotilde, se calcula los siguientes indicadores de rentabilidad:

Tabla 99. Indicadores de rentabilidad para centro poblado Santa Clotilde

Indicador de rentabilidad	Valor
VAN	S/ 25,014,642
TIR	22.5%

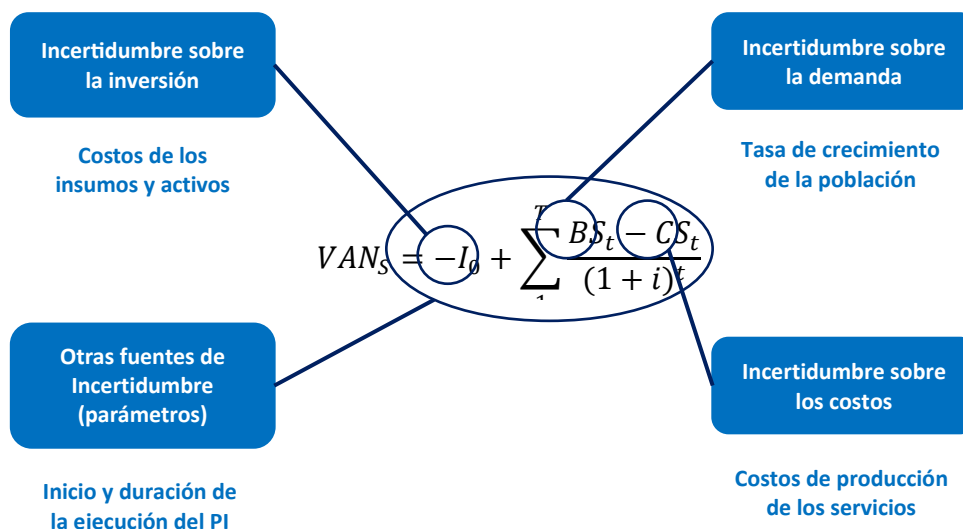
Fuente: Elaboración propia.

1.4. Análisis de incertidumbre

Los factores que introducen incertidumbre en la evaluación económica de un proyecto de inversión afectan al cálculo del VAN al menos de tres formas distintas, las cuales no son excluyentes entre sí.

- En primer lugar, puede existir incertidumbre respecto a los costos de inversión y de funcionamiento en un proyecto de electrificación rural. En cuanto a los costos de inversión, esta incertidumbre puede originarse por retrasos en la ejecución de las obras o por desviaciones imprevistas entre los costos reales y los costos presupuestados. Por otro lado, la incertidumbre en los costos de operación y mantenimiento suele deberse a la dificultad de estimar con precisión el consumo de insumos como mano de obra, materiales o energía, así como a posibles variaciones en los precios de estos recursos (por ejemplo, salarios o el precio del combustible).
- Un segundo efecto de la incertidumbre sobre el cálculo del VAN procede del cómputo de los beneficios. Así, existe la posibilidad de que el número de viviendas a electrificadas sea menor que las planificadas por una reducción en la tasa esperada de crecimiento de la población.
- Finalmente, existe una tercera fuente de incertidumbre, de carácter metodológico, relacionada con la dificultad de prever con precisión los escenarios con y sin proyecto y con el cálculo de ciertas variables. Por ejemplo, en un proyecto de electrificación rural, estimar el valor del tiempo ahorrado o el costo de posibles accidentes eléctricos implica considerar las preferencias individuales, lo que genera una amplia variabilidad según las circunstancias específicas de cada proyecto.

Gráfico 41. Análisis de incertidumbre



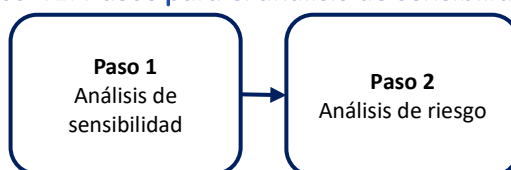
Fuente: de Rus, G. (2008)

Todos los proyectos de electrificación rural (PI) están expuestos a factores fuera del control de sus ejecutores u operadores, los cuales pueden afectar su ejecución, operación y mantenimiento durante el horizonte de evaluación.

Identificar qué variables tienen un mayor impacto en los resultados ante diferentes grados de error en su estimación permite decidir si es necesario realizar estudios más detallados sobre esas variables, con el objetivo de mejorar las proyecciones y reducir el riesgo asociado a posibles errores.

El propósito del análisis de sensibilidad es determinar cómo varía la rentabilidad social del proyecto de electrificación rural, evaluada a través del valor actual neto social (VANS). Los pasos a seguir para realizar el análisis de sensibilidad son los siguientes:

Gráfico 42. Pasos para el análisis de sensibilidad



Fuente: Guía General (2024)

Paso 1: Análisis de sensibilidad

Al elaborar el documento técnico de un proyecto de electrificación rural, se asumen ciertos supuestos sobre el comportamiento de las variables. Por ello, es fundamental identificar aquellas variables que presentan mayor incertidumbre respecto a su comportamiento o cuyas variaciones podrían impactar significativamente en la rentabilidad social del proyecto. Es importante establecer un rango de variación esperado que sea razonable y coherente con la naturaleza de cada variable, evitando fijarlo de manera arbitraria.

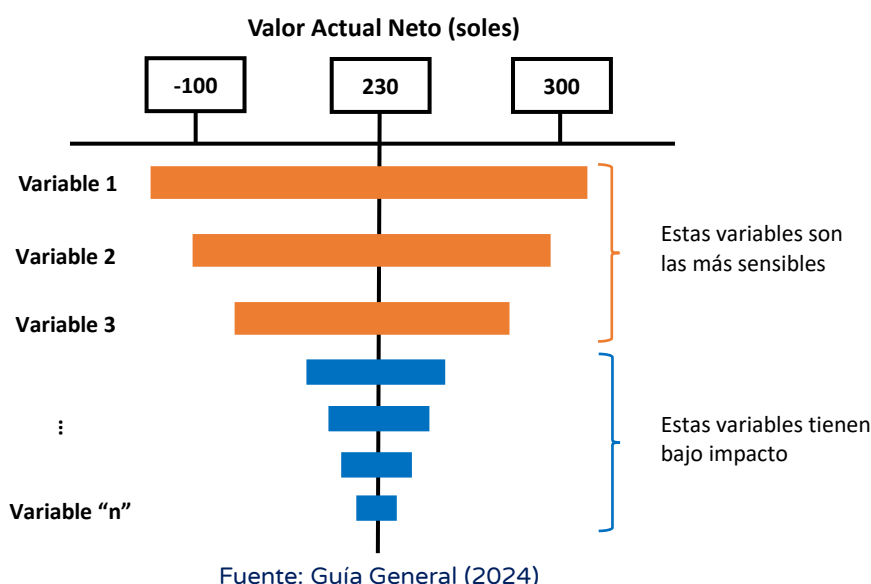
Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Para los proyectos de electrificación rural, las variables con mayor incertidumbre son las siguientes:

- Población conectada
- Consumo de energía por conexión
- Costos de inversión
- Costos de OyM

Posteriormente, se recalculan los indicadores de rentabilidad social, incorporando en los flujos de beneficios o costos sociales los cambios provocados por las modificaciones en las variables identificadas. Esto permite identificar las variables críticas que afectan de manera significativa la rentabilidad social del proyecto. Para ello, se determinan los límites de variación que el proyecto puede soportar sin dejar de ser rentable o que permitan que la alternativa seleccionada continúe siendo la opción recomendada.

Gráfico 43. Variables que afectan a la rentabilidad social de un proyecto



A partir de los resultados del análisis de sensibilidad, se identifican las variables que tienen mayor impacto en la variabilidad de los resultados del proyecto, el valor actual neto social (VANS).

Recuadro N.º 55: Variables sensibles en un proyecto de electrificación rural en la selva

Por las distancias de los centros poblados, usualmente para electrificarlos se utiliza la tecnología de generación centralizada con paneles fotovoltaicos y una red de distribución dentro del centro poblado.

En el análisis de sensibilidad que se realice a este proyecto muy probablemente van a identificarse dos variables como particularmente importantes en el costo del proyecto. El primero está relacionado con el costo de transporte de los suministros para la instalación del sistema de generación fotovoltaica y para la red de distribución. Este costo depende directamente del caudal de los ríos de la selva; si el caudal es muy bajo

puede retrasar el transporte y montaje del sistema eléctrico, lo que luego se puede reflejar en costos adicionales de transporte y de gastos generales.

Otro posible riesgo que se debe evaluar es el incremento de costos de los componentes del proyecto debido al transcurso del tiempo. Específicamente, un proyecto con costo estimado en un perfil de algo más de 2 años de antigüedad, podría incrementar su costo debido a que durante el tiempo transcurrido las partes varían en precios.

Paso 2: Análisis de riesgo

A continuación, se debe profundizar en el análisis del comportamiento de las variables críticas y evaluar la probabilidad de que estas varíen más allá de los límites previamente establecidos. Esto permitirá identificar los factores que podrían provocar que dichas variables no se comporten como se había previsto. De este modo, se determina el nivel de riesgo asociado al proyecto y, si es necesario, se plantean medidas para mitigarlo.

Tarea 1. Identificación de variables sensibles

En primer lugar, es fundamental identificar las variables en las que el evaluador percibe incertidumbre, ya sea esta propia del proyecto o externa a él. Esta lista puede incluir diversos factores, como las tasas de crecimiento de la demanda, los costos, o los parámetros del modelo utilizado. Como se indicó previamente, las variables a las que el resultado del proyecto es más sensible, son las siguientes:

- Población conectada
- Consumo de energía por conexión
- Costos de inversión
- Costos de OyM

Tarea 2. Modelización

A continuación, el evaluador debe, utilizando la mejor información disponible y consultando a técnicos y especialistas, determinar los valores extremos (máximos y mínimos) de las variables identificadas y, en la medida de lo posible, definir sus distribuciones de probabilidad, incluyendo parámetros como la media, la moda y la varianza.

Además, es fundamental identificar el grado de correlación entre estas variables, basándose en criterios técnicos y económicos, para entender cómo la variación de una puede influir en el comportamiento de las demás.

Para el caso que se está desarrollando como ejemplo, los resultados de análisis de sensibilidad se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 100. Análisis de sensibilidad sobre los costos de inversión

Incremento porcentual del costo de inversión	VAN del proyecto
0%	S/ 23,396,772
10%	S/ 21,423,393
20%	S/ 19,450,015
30%	S/ 17,476,637

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 101. Análisis de sensibilidad sobre los beneficios

Horas de uso diario de la TV después de la electricidad	VAN del proyecto
5.00	S/. 23,396,772
4.00	S/. 20,944,504
3.00	S/. 18,039,418
2.00	S/. 14,388,318

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 102. Análisis de sensibilidad sobre los costos de OyM

Tasa de operación y mantenimiento anual	VAN del proyecto
0%	S/ 23,396,772
10%	S/ 22,949,132
20%	S/ 22,501,493
30%	S/ 22,053,853
40%	S/ 21,606,214

Fuente: Elaboración propia.

Tarea 4. Decisión

Finalmente, una vez completados los pasos anteriores, se puede proceder a tomar una decisión. La mejor alternativa para el responsable de la decisión será aquella que presente el mayor valor esperado de la variable resultado.

2. Evaluación privada

En los casos donde: (i) el sector privado participe en la ejecución y/o funcionamiento de los proyectos (como en asociaciones público-privadas), (ii) se trate de proyectos de empresas públicas y/o (iii) sean proyectos de inversión con potencial de generar ingresos monetarios, es necesario realizar una evaluación de la rentabilidad desde la perspectiva privada. Esta evaluación puede ser de tipo económico, sin considerar las fuentes ni las condiciones de financiamiento, o de tipo financiero, incorporando la participación y las condiciones del financiamiento disponible. En los proyectos de electrificación rural la evaluación privada a precios de mercado es relevante porque el servicio debe ser pagado mediante tarifas.

Para ello, se debe elaborar un flujo de ingresos y egresos a precios de mercado para las distintas alternativas evaluadas. Es importante considerar que los ingresos en la evaluación privada, generados por la venta de bienes o servicios públicos, no son equivalentes a los beneficios calculados en la evaluación social.

En consecuencia, se deben calcular el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), utilizando como tasa de descuento el costo de oportunidad definido por la entidad pública que impulsa el proyecto. Es importante aclarar que esta tasa de descuento no es igual a la tasa social de descuento.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Para el centro poblado Santa Clotilde, la evaluación privada es la siguiente:

Tabla 103. Ejemplo de evaluación privada para Santa Clotilde

Año	Costos de inversión y de Operación y mantenimiento	Ingresos por tarifas	Ingreso neto
0	-24,554,493		- 24,554,493
1	-238,781	427,743	188,961
2	-232,523	436,791	204,268
3	-232,523	445,985	213,462
4	-267,521	455,328	187,807
5	-305,903	464,822	158,919
6	-335,643	474,912	139,269
7	-374,461	484,720	110,259
8	-398,191	495,136	96,945
9	-424,903	505,717	80,814
10	-466,769	516,474	49,704
11	-454,744	527,405	72,661
12	-4,424,082	538,515	-3,885,568
13	-451,801	549,809	98,008
14	-444,386	561,751	117,365
15	-1,263,837	573,414	-690,423
16	-505,048	585,749	80,701
17	-561,943	598,284	36,341
18	-621,951	610,538	-11,413
19	-690,532	623,971	-66,562
20	-744,781	637,129	-107,653
VAN Privado		-S/ 24,714,752	

Fuente: Elaboración propia.

Se debe observar en el ejemplo anterior que existen periodos en los que el costo se eleva considerablemente, se debe a las reinversiones que se deben efectuar en la planta de generación fotovoltaica de este caso. Asimismo, se observa que en los últimos años los ingresos no cubren los costos de operación y mantenimiento. Esto se debe a particularidades de este proyecto, en el que en los últimos años los costos por la utilización de grupos electrógenos de respaldo se incrementan. En este orden de ideas cabe mencionar que el proyecto Santa Clotilde es un SER aislado. Por esta razón la EDE que se haga cargo de este servicio percibirá un ingreso adicional por el Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados. Este ingreso se asigna a cada EDE en función a los sistemas aislados que estén operando.

Recuadro N.º 56: Relación entre el VAN social y el VAN privado

La evaluación social, a través del análisis costo-beneficio, no debe limitarse únicamente a cuantificar los beneficios y costos sociales. También es necesario considerar los resultados de la evaluación privada. En ciertos tipos de proyectos, es posible obtener un valor actual neto (VAN) social positivo cuando el precio de acceso al servicio es cero, pero que resulte financieramente inviable si las condiciones presupuestarias exigen que el usuario pague por el servicio. Esto genera un equilibrio entre la rentabilidad económica y la viabilidad financiera, que rara vez puede ser ignorado por quienes toman decisiones. Por ejemplo, en un proyecto de electrificación rural, se deben considerar tres aspectos relacionados con la viabilidad financiera mediante la tarificación por el acceso al servicio eléctrico:

- a. Para un nivel determinado de ingresos, población y preferencias en las comunidades rurales, el precio de acceso a la electricidad influye en la cantidad de usuarios que demandarán el servicio, lo que a su vez impacta en los costos operativos y en los beneficios generados por el proyecto.
- b. La participación del sector privado en la instalación y operación de la infraestructura eléctrica depende del VAN privado, el cual está condicionado por las tarifas establecidas para el acceso y consumo de electricidad. Asimismo, el VAN social también se ve afectado por estos precios, ya que influyen en el nivel de acceso de la población al servicio.
- c. Aunque existan fondos públicos para financiar proyectos de electrificación rural que son socialmente rentables, pero financieramente deficitarios, existe un límite en la cantidad de recursos públicos que pueden asignarse. Este límite está determinado por el precio-sombra de los fondos públicos, lo que obliga a evaluar cuidadosamente el nivel de subsidios o apoyos financieros necesarios.

Las decisiones sobre las diferentes tarifas que se pueden aplicar en un proyecto de electrificación rural son un resultado fundamental de la evaluación y deben analizarse junto con el VAN social. Evaluar distintas opciones tarifarias y comparar su impacto en la rentabilidad social y financiera permitirá obtener información clave para la toma de decisiones.

3. Análisis de sostenibilidad

La sostenibilidad es la capacidad para producir los bienes y servicios previstos, de manera ininterrumpida a lo largo de su vida útil. Son diversos los factores que pueden afectar la sostenibilidad del proyecto.

Tabla 104. Análisis de sostenibilidad

Medidas	Sección del documento técnico donde se desarrolla	Se cumple (marcar con una X)
Disponibilidad oportuna de recursos para la OyM	Gestión del proyecto.	X
Organización y gestión en la fase de Ejecución	Gestión del proyecto y costos.	X

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Medidas	Sección del documento técnico donde se desarrolla	Se cumple (marcar con una X)
Organización y gestión en la fase de Funcionamiento	Gestión del proyecto y costos.	X
Arreglos institucionales	Gestión del proyecto.	X
Disponibilidad de factores y activos	Análisis técnico de las alternativas y costos.	X
Capacidad y disposición a pagar de los usuarios	Diagnóstico de involucrados y gestión del proyecto.	X
Conflictos sociales	Diagnóstico de involucrados, impacto ambiental, gestión del proyecto y costos.	X
Disponibilidad de terrenos, permisos, licencias, autorizaciones y otros	Gestión del proyecto y costos.	X

Fuente: Elaboración propia.

En los proyectos de electrificación rural se cumple con los criterios de sostenibilidad aplicables; siempre que los SER sean transferidos a las entidades que tienen las competencias funcionales y técnicas adecuadas. Estas entidades son las EDE y Adinelsa, que tiene la capacidad para operar de manera sostenible los SER. En el caso de otras entidades no se garantiza que la operación pueda ser sostenible, lo que afectará de manera muy adversa la calidad del servicio para los beneficiarios.

3.1. Análisis de la sostenibilidad financiera

Un aspecto particularmente importante de la sostenibilidad es analizar la capacidad financiera del proyecto de cubrir sus costos de operación y mantenimiento.

3.1.1. Cuando la tasa/tarifa está predeterminada

Este tipo de análisis deberá realizarse para aquellos proyectos de inversión que tienen generación de ingresos monetarios, como lo son los de electrificación rural, ya que cobran tarifas por la prestación del servicio público sujeto de intervención. Se deben resumir el flujo de ingresos a partir el cobro de la tarifa que está predeterminada para el horizonte de evaluación del proyecto.

Tabla 105. Ejemplo de índice de cobertura de los ingresos para Santa Clotilde

Ítems	0	5	10	15	20
Ingresos por tarifa		464,822	516,474	573,414	637,129
Costos de OyM con proyecto		-305,903	-466,769	-1,263,837	-584,781
Saldo a cubrir por otras fuentes		0	0	-690,423	0
Índice de cobertura de los ingresos		1.52	1.11	0.45	1.08

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso presentado, se observa que en el año 15 no se alcanza la sostenibilidad financiera. La razón es que en el año 15 se deben efectuar inversiones para ampliar la capacidad de generación de la central fotovoltaica. Estas inversiones se deben realizar debido a que en el análisis de alternativas técnicas -desarrolladas hipotéticamente como ejemplo- resulta más eficiente ampliar la capacidad en el año 15 que diseñar todo el sistema con capacidad de abastecer hasta el año 20 sin modificaciones; puesto que con esta última alternativa se genera capacidad instalada que no se utiliza plenamente sino en los últimos años del horizonte de evaluación del proyecto.

4. Financiamiento de la inversión del Proyecto

En este apartado se detalla el financiamiento contemplado en el presupuesto de inversión del proyecto, identificando todas las fuentes previstas para ejecutar dichas inversiones. Dentro de las fuentes de financiamiento público de un PI se incluyen: Recursos Ordinarios (RO), Recursos Determinados (RD), Recursos por Operaciones Oficiales de Crédito (ROOC), Donaciones y Transferencias (DT) y Recursos Directamente Recaudados (RDR).

El propósito de esta sección es verificar la disponibilidad de las fuentes identificadas para cubrir los costos de inversión, considerando el cronograma de ejecución. Con base en este análisis, se establecen las fuentes de financiamiento proyectadas y su participación relativa en el monto total de inversión.

5. Matriz del Marco Lógico

5.1. Consideraciones básicas

La Matriz de Marco Lógico (MML) es una herramienta muy útil para el seguimiento y monitoreo de los proyectos de electrificación rural, ya que permite anticiparse a posibles problemas durante la ejecución y en el cumplimiento de las metas físicas establecidas para esta fase. En caso de identificarse desviaciones, facilita la formulación de acciones correctivas para garantizar el logro de los objetivos del proyecto.

En la fase de Funcionamiento, la MML es una herramienta básica para la evaluación ex post. A partir de la MML será posible evaluar si se han logrado los distintos niveles de objetivos mediante la aplicación los criterios reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 106. Los Cinco Criterios de Evaluación

Pertinencia	Medida en que los objetivos de un PI son coherentes con el cierre de brechas prioritarias establecidas en el PMI y con las necesidades de los beneficiarios; en el contexto nacional, regional y local, acorde con los objetivos estratégicos de desarrollo nacional, sectorial, regional y local.
--------------------	--

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Eficiencia	Medida en que los recursos / insumos (fondos, tiempo, etc.) se han convertido económicamente en activos y/o la UP (output) del proyecto. Se asocia con los componentes.
Eficacia	Medida en que se lograron o se espera lograr los objetivos del PI. Se asocia al propósito del PI y los fines directos.
Impacto/Efectividad	Cambios de largo plazo, positivos y negativos asociados con el efecto final de un PI.
Sostenibilidad	Continuidad en la generación de los beneficios de un PI a lo largo de la fase de Funcionamiento. Se asocia con el mantenimiento de las capacidades de la UP para proveer los servicios y el uso de éstos por parte de los beneficiarios.

Fuente: Elaboración propia.

5.2. Elaboración de la matriz de marco lógico

En las siguientes tablas, se destacan algunos ejemplos para la elaboración de la MML.

Tabla 107. Ejemplo de MML para un PI de electrificación rural en Santa Clotilde

Nivel	Objetivos	Indicadores	Medios de verificación	Supuestos
Fin	- Mejorar el bienestar de la población.	<ul style="list-style-type: none"> - Se desarrollan actividades productivas que usan la electricidad. - Número de horas adicionales que tiene la población para desarrollar nuevas actividades. 	<ul style="list-style-type: none"> - Encuesta a abonados o a las autoridades locales. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se mantiene la dinámica económica y social de la comunidad.
Propósito	- La población de Santa Clotilde recibe electricidad de acuerdo con el nivel de servicio y el estándar de calidad.	<ul style="list-style-type: none"> - Número de viviendas de Santa Clotilde consumen electricidad de calidad al año 5 de iniciado el funcionamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - Recibo de consumo eléctrico. - Indicadores de SAIDI y SAIFI. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se mantiene la dinámica económica y social de la comunidad.
Componente	- 1 sistema rural eléctrico (SER) operado por la empresa de distribución eléctrica Electro Oriente.	<ul style="list-style-type: none"> - Calificación SER. 	<ul style="list-style-type: none"> - Resoluciones de la DGE del MINEM. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se mantiene la regulación respecto a sistemas eléctricos rurales.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Infraestructura para la generación eléctrica. - Infraestructura para la distribución eléctrica rural. - Familias capacitadas en el uso de la electricidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - 1 sistema de generación eléctrica solar. - 1 red de distribución de baja tensión. - 735 conexiones. 	<ul style="list-style-type: none"> - Datos de ejecución del proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se presentan eventos climáticos ni sociales que afecten la ejecución del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

5.3. Conclusiones y recomendaciones.

En esta sección se debe concluir que el documento técnico de formulación y evaluación permite sustentar el cumplimiento de los tres (3) atributos que definen la condición de viabilidad de un proyecto:

- a) La capacidad proporcionada por el proyecto de electrificación rural contribuye al cierre de la brecha de cobertura de distribución de electricidad en la zonas rurales determinadas por el área de influencia del proyecto y que responden a las brechas estimadas en la fase de Programación Multianual de Inversiones.
- b) El proyecto permite alcanzar el mejor indicador de rentabilidad social, lo que permite maximizar la contribución del proyecto al bienestar de la población beneficiaria y al resto de la sociedad en general.
- c) El incremento en el bienestar que se logra con el proyecto es sostenible durante el funcionamiento del proyecto; existen arreglos institucionales y organizacionales así como la programación de un conjunto de medidas a nivel de la UP, que garantizan razonablemente la conservación de la capacidad obtenida por el proyecto.

Anexos

Anexo 1. Ficha de Encuesta Socioeconómica

	ENCUESTA SOCIOECONÓMICA	Página 1 de 2																																																																																																																			
Localidad: Distrito: Provincia: Región/departamento: Fecha:	3.2. Servicio eléctrico 3.2.1. El suministro es: Particular <input type="checkbox"/> Comunal <input type="checkbox"/> Empresa <input type="checkbox"/> Nombrar:																																																																																																																				
Nombre del encuestado: DNI: Idioma/ Lengua: Celular:	3.2.2. Su localidad ¿Cuántas horas al día cuenta con el servicio de electricidad?																																																																																																																				
I. TIPO DE INFRAESTRUCTURA a. Vivienda <input type="checkbox"/> b. Comercio <input type="checkbox"/> c. Uso General <input type="checkbox"/> d. Pequeña Industria <input type="checkbox"/> e. Cargas especiales <input type="checkbox"/> Especificar:	3.2.3. ¿Qué artefactos utiliza su vivienda? <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Equipo/ Artefacto</th> <th>Cantidad</th> <th>Potencia (W)</th> <th>Horas de uso (h/día)</th> <th>N° días/mes</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>a. Radio/ Equipo de sonido</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>b. Celular</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>c. TV Color/ Blanco y Negro</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>d. DVD/ Blu-ray</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>e. Licuadora</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>f. Refrigeradora/ Congeladora</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>g. Plancha eléctrica</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>h. Lavadora</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>i. Máquina de coser eléctrica</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>j. Horno microondas</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>k. Cocina Eléctrica</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>l. Focos</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>m. PC</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>n. Laptop</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>o. Impresora</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>p. Tablet</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>q. Deco/ Modem/ Router</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>r. Bomba de agua</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>s. Hervidor eléctrico</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>t. Parlantes</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>u. No tiene</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>v. Otros (.....)</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>	Equipo/ Artefacto	Cantidad	Potencia (W)	Horas de uso (h/día)	N° días/mes	a. Radio/ Equipo de sonido					b. Celular					c. TV Color/ Blanco y Negro					d. DVD/ Blu-ray					e. Licuadora					f. Refrigeradora/ Congeladora					g. Plancha eléctrica					h. Lavadora					i. Máquina de coser eléctrica					j. Horno microondas					k. Cocina Eléctrica					l. Focos					m. PC					n. Laptop					o. Impresora					p. Tablet					q. Deco/ Modem/ Router					r. Bomba de agua					s. Hervidor eléctrico					t. Parlantes					u. No tiene					v. Otros (.....)					
Equipo/ Artefacto	Cantidad	Potencia (W)	Horas de uso (h/día)	N° días/mes																																																																																																																	
a. Radio/ Equipo de sonido																																																																																																																					
b. Celular																																																																																																																					
c. TV Color/ Blanco y Negro																																																																																																																					
d. DVD/ Blu-ray																																																																																																																					
e. Licuadora																																																																																																																					
f. Refrigeradora/ Congeladora																																																																																																																					
g. Plancha eléctrica																																																																																																																					
h. Lavadora																																																																																																																					
i. Máquina de coser eléctrica																																																																																																																					
j. Horno microondas																																																																																																																					
k. Cocina Eléctrica																																																																																																																					
l. Focos																																																																																																																					
m. PC																																																																																																																					
n. Laptop																																																																																																																					
o. Impresora																																																																																																																					
p. Tablet																																																																																																																					
q. Deco/ Modem/ Router																																																																																																																					
r. Bomba de agua																																																																																																																					
s. Hervidor eléctrico																																																																																																																					
t. Parlantes																																																																																																																					
u. No tiene																																																																																																																					
v. Otros (.....)																																																																																																																					
II. CARACTERÍSTICAS DE LA VIVIENDA 1 2.1. ¿Cuántos ambientes tiene su vivienda? a. Uno <input type="checkbox"/> b. Dos <input type="checkbox"/> c. Tres <input type="checkbox"/> d. Cuatro y más <input type="checkbox"/> 2.1.1. ¿Con qué ambientes cuenta su vivienda? a. Dormitorios <input type="checkbox"/> b. Comedor <input type="checkbox"/> c. Cocina <input type="checkbox"/> d. Sala <input type="checkbox"/> e. Baño <input type="checkbox"/> f. Otros <input type="checkbox"/> Especificar:																																																																																																																					
2.2. Tipos de materiales de la vivienda 2.2.1 Materiales de las paredes a. Material noble <input type="checkbox"/> b. Madera <input type="checkbox"/> c. Caña/Topa <input type="checkbox"/> d. Sin pared <input type="checkbox"/> e. Otros <input type="checkbox"/> Especificar:																																																																																																																					
2.2.2 Materiales del techo a. Calamina <input type="checkbox"/> b. Palmera (indicar el tipo) <input type="checkbox"/> c. Otros <input type="checkbox"/> Especificar:																																																																																																																					
2.2.3. El material predominante en los pisos es: a. Tierra <input type="checkbox"/> b. Cemento <input type="checkbox"/> c. Madera <input type="checkbox"/> d. Otros <input type="checkbox"/> Especificar:																																																																																																																					
III. ACCESO A SERVICIOS BÁSICOS 3.1. Telecomunicaciones 3.1.1. ¿Tiene a acceso a cobertura telefónica? a. Si tiene cobertura <input type="checkbox"/> ¿Cuál?: b. No tiene cobertura <input type="checkbox"/> c. No tiene celular <input type="checkbox"/> d. Otro <input type="checkbox"/>	3.2.4 ¿Cuál es la fuente de energía del servicio eléctrico? (costo promedio mensual S/.) <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Fuente de Energía</th> <th>Marcar</th> <th>Costo mensual S/.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>a. Por red eléctrica</td><td><input type="checkbox"/></td><td></td></tr> <tr><td>b. Panel Solar</td><td><input type="checkbox"/></td><td></td></tr> <tr><td>c. Motor Generador (Diesel)</td><td><input type="checkbox"/></td><td></td></tr> <tr><td>d. Motor Generador (Gasolina)</td><td><input type="checkbox"/></td><td></td></tr> <tr><td>e. No tiene acceso al servicio eléctrico (ir al ítem 3.2.6)</td><td><input type="checkbox"/></td><td></td></tr> <tr><td>f. Otros</td><td><input type="checkbox"/></td><td></td></tr> </tbody> </table>	Fuente de Energía	Marcar	Costo mensual S/.	a. Por red eléctrica	<input type="checkbox"/>		b. Panel Solar	<input type="checkbox"/>		c. Motor Generador (Diesel)	<input type="checkbox"/>		d. Motor Generador (Gasolina)	<input type="checkbox"/>		e. No tiene acceso al servicio eléctrico (ir al ítem 3.2.6)	<input type="checkbox"/>		f. Otros	<input type="checkbox"/>																																																																																																
Fuente de Energía	Marcar	Costo mensual S/.																																																																																																																			
a. Por red eléctrica	<input type="checkbox"/>																																																																																																																				
b. Panel Solar	<input type="checkbox"/>																																																																																																																				
c. Motor Generador (Diesel)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																				
d. Motor Generador (Gasolina)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																				
e. No tiene acceso al servicio eléctrico (ir al ítem 3.2.6)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																				
f. Otros	<input type="checkbox"/>																																																																																																																				
	3.2.5. ¿Se les entrega un recibo mensual por el servicio de electricidad? No <input type="checkbox"/> Si <input type="checkbox"/> Especificar:																																																																																																																				

	ENCUESTA SOCIOECONÓMICA	Página 2 de 2
--	--------------------------------	---------------

3.2.6. De no tener con el servicio eléctrico, ¿cuál es la fuente de energía para iluminación?
(costo promedio mensual S/.)

Fuente de Energía	Marcar	Costo mensual S/.
e.1. Batería	<input type="checkbox"/>	
e.2. Vela	<input type="checkbox"/>	
e.3. Mechero/ Lámpara	<input type="checkbox"/>	
e.4. Pilas (linterna)	<input type="checkbox"/>	
e.5. Otros	<input type="checkbox"/>	

4.3 ¿Promedio de ingresos mensual de su familia?

a. S/ 100 - S/ 400

b. S/ 401 - S/ 850

c. S/ 851 - S/1200

d. > S/ 1200

e. Otros

☐
☐
☐
☐
☐

Especificar:

3.3. Acceso a programas sociales.

3.3.1 ¿Ud. o alguien de su familia se encuentra afiliado a algún programa social o seguro de salud del Estado?

Si
☐
No
☐

Programas sociales	Beneficiario Madre/Padre/Hijos/ Otros	Tiempo de afiliación
a. Juntos		
b. Pensión 65		
c. SIS		
c. Otros ()		

IV. ACTIVIDADES ECONÓMICAS DE LA FAMILIA

4.1. ¿Cuáles son las principales actividades económicas de las familias?

Actividades	Prioridad*	Miembros que participan	Tipo
a. Ganadería			
b. Agricultura			
c. Comercio			
d. Artesanía			
e. Pesca			
f. Caza			
g. Recolección			
h. Extracción de madera			
i. Otras - dependiente ()			

Prioridad:
0: Actividad de subsistencia (consumo)
1: Actividad principal de venta o venta y consumo
2: Segunda actividad para venta o venta y consumo
3: Tercera actividad para venta o venta y consumo

4.2 ¿Cuál es la frecuencia en la que percibe ingresos su familia?

a. Diario

b. Quincenal

c. Mensual

d. Otros

☐
☐
☐
☐

Especificar:

Firma
Nombres y Apellidos: _____
DNI: _____

Anexo 2. Nivel de servicio y estándares de calidad

Es importante tomar en cuenta el nivel de servicio y los estándares de calidad – incluidos en el marco del SNPMGI – en los anexos a la brecha de “Porcentaje de viviendas en el ámbito rural que no cuentan con servicio eléctrico” – para la elaboración del diagnóstico de la UP.

Nivel de servicio

El nivel de servicio considera cuatro criterios para medir la adecuada provisión del servicio.

1. Calidad de Producto

El parámetro que se considera para evaluar la calidad del Producto referido al suministro de energía eléctrica en zona rural es la tensión, la misma que mediante diseño no debe sobrepasar los valores de caída de tensión permitidos por las normas.

2. Calidad de Suministro

La calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo con las interrupciones del servicio originadas por deficiencias, para lo cual, los diseños deben considerar los equipos de maniobra y control que minimicen las interrupciones.

3. Calidad de Servicio Comercial

La Calidad del Servicio Comercial se evalúa sobre tres (3) aspectos, los mismos que sólo son de aplicación en las actividades de distribución de la energía eléctrica:

- Trato al Cliente.
- Medios de Atención.
- Precisión de Medida

4. Calidad de Alumbrado Público

Esta medida por la cantidad mínima de luminarias de Alumbrado Público que se utiliza en el diseño de las redes.

Las normas que regulan el nivel de servicio se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 108. Normas técnicas o dispositivos legales de los niveles de servicio

NIVELES DE SERVICIO	NORMA TÉCNICA O DISPOSITIVO LEGAL DE LOS NIVELES DE SERVICIO
Producto	<ul style="list-style-type: none">- Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural- Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020-97-EM).- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales – Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

NIVELES DE SERVICIO	NORMA TÉCNICA O DISPOSITIVO LEGAL DE LOS NIVELES DE SERVICIO
Suministro	<ul style="list-style-type: none"> - Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural - Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020-97-EM). - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales – Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE
Comercial	<ul style="list-style-type: none"> - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales – Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE
Alumbrado Público	<ul style="list-style-type: none"> - Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural - Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020-97-EM). - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales – Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE

Fuente: Elaboración propia.

Estándares de calidad

Los estándares de calidad se articulan en función de 3 criterios:

1. Diseño

Se establecen diferentes procedimientos y parámetros los cuales estandarizan el diseño de los proyectos electrificación rural.

2. Construcción

Se establecen diferentes procedimientos, requisitos y parámetros de las actividades relativas a las obras civiles y electromecánicas para la electrificación rural.

3. Materiales

Se establecen los diferentes procedimientos, métodos y parámetros para garantizar que los materiales que se utilizan en los proyectos de electrificación rural correspondan con el servicio que se busca brindar. Las especificaciones técnicas de los estándares de calidad se encuentran en las normas que se indican en la siguiente tabla:

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Tabla 109. Normas técnicas o dispositivos legales de estándares de calidad

CRITERIO	NORMA TÉCNICA O DISPOSITIVO LEGAL DE LOS NIVELES DE SERVICIO
Diseño	<ul style="list-style-type: none"> - R.D. N° 030-2003-EM/DGE. - Norma DGE "Especificaciones técnicas para levantamientos topográficos para Electrificación Rural". - R.D. N° 031-2003-EM/DGE - Norma DGE "Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para Electrificación Rural". - R.D. N° 017-2003-EM/DGE. - Norma DGE "alumbrado de vías públicas en áreas rurales". - Resolución Directoral N° 203-2015-MEM/DGE que aprueba la Norma DGE "Especificación Técnica para Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural".
Construcción	<ul style="list-style-type: none"> - R.D. N° 016-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas de montaje de líneas y redes primarias para electrificación rural. - R.D. N° 018-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas de obras civiles para subestaciones para electrificación rural - R.D. N° 020-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas de montaje de redes secundarias con conductor autoportante para electrificación rural. - R.D. N° 021-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas de montaje electromecánico de subestaciones para electrificación rural. - R.D. N° 022-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas para las obras civiles y el montaje electromecánico de líneas de transmisión para electrificación rural
Materiales	<ul style="list-style-type: none"> - R.D. N° 025-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de redes secundarias para electrificación rural. - R.D. N° 026-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas y redes primarias para Electrificación Rural". - R.D. N° 027-2003-EM/DGE. - Norma DGE "Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de subestaciones para Electrificación Rural" - R.D. N° 028-2003-EM/DGE. - Norma DGE "Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas de transmisión para Electrificación Rural".

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 3. Acta de reunión, talleres y actividades similares

Descripción de la actividad:	[Reunión, Talleres o Actividades Similares]	
Fecha:	[Fecha de la Reunión, Talleres o Actividades Similares]	
Hora	:	[Hora de inicio y finalización]
Lugar	:	[Ubicación]
Distrito	:	
Región	:	

1. Objetivo

Descripción breve del propósito y objetivos.

Ejemplo: Capacitar a los participantes en la instalación de paneles solares.

2. Participantes

- Pobladores del centro poblado: [Nombre del centro poblado]
- Autoridades Locales: [presidente comunal/ teniente gobernador/ regidores/ alcaldes]
- Otros (Especificar)

3. Desarrollo de la agenda

Descripción detallada de las actividades realizadas durante la Reunión, Talleres o Actividades Similares.

Ejemplo:

- 09:00 - 10:00: Presentación sobre tecnologías solares por el Dr. Luis Fernández.
- 10:00 - 11:30: Taller práctico de instalación de paneles solares.
- 11:30 - 12:00: Preguntas y respuestas.
- 12:00 - 13:00: Evaluación y cierre.

4. Acuerdos y Decisiones

Registro de acuerdos y decisiones tomadas durante el evento.

Ejemplo:

- Acuerdo 1: Programar una segunda sesión de capacitación en dos semanas.
- Decisión 1: Implementar un seguimiento de las instalaciones realizadas.

5. Resultados y Beneficios

Descripción de los resultados alcanzados y beneficios obtenidos para los participantes o la comunidad

Ejemplo:

- Resultados: Capacitación exitosa de 20 participantes.
- Beneficios: Mejora en la capacidad técnica de los participantes, instalación de 10 paneles solares.

6. Comentarios Adicionales

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Observaciones o sugerencias adicionales sobre el evento. Para dejar constancia de lo coordinado líneas arriba firman los responsables:

7. Anexos

Lista de documentos y evidencias adicionales adjuntas (lista de participantes y registro fotográfico).

Anexo 4. Lista de participantes

N°	NOMBRE Y APELLIDO	DNI	FIRMA

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 5. Registro fotográfico⁵⁰

Las fotos deben mostrar la fecha y hora en las que se capturaron.

--	--

Fuente: Elaboración propia.

⁵⁰ Incluye fechador y descripción.

Anexo 6. Metodología de cálculo de beneficios

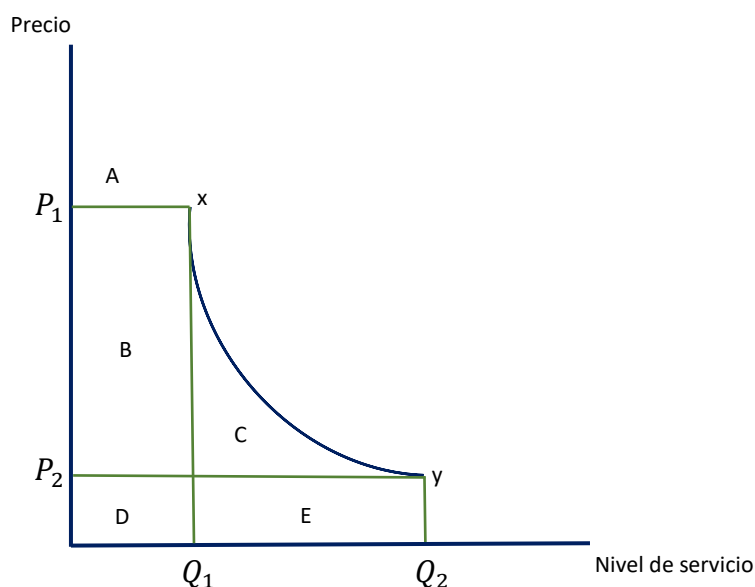
Para los proyectos de electrificación rural se observan, en principio, tres categorías de beneficios directos: iluminación, televisión y refrigeración; además se puede agregar los beneficios de las telecomunicaciones, debido a que la electricidad es un recurso imprescindible para este servicio. Esta sección busca comprender las mejoras y ventajas que experimentan los hogares a partir de la electrificación rural con respecto a estas categorías.

Para monetizar los beneficios obtenidos por la electrificación rural, se utiliza el método de excedente del consumidor sugerido por NRECA (1999), Meier, Tuntivate, Barnes, Bogach, & Farchy (2009) y Urrunaga, Bonifaz, Aguirre, Aragón, & Jara (2013). Esta metodología evalúa el valor que los consumidores obtienen al pasar de una situación sin electricidad a contar con ella. En este sentido, se cuantifican los beneficios en términos de excedente del consumidor por mejoras en la iluminación, acceso a la televisión y a la refrigeración.

El modelo se fundamenta en la construcción de una curva de demanda a partir de dos situaciones:

- La demanda por iluminación, acceso a la televisión y a la refrigeración antes de electrificación.
- La demanda por iluminación, acceso a la televisión y a la refrigeración después de electrificación.

Gráfico 44. Cambio en la Demanda y Voluntad de Pago tras la Electrificación



Fuente: Elaboración propia.

Tanto los precios P como las cantidades Q deben ser recogidas mediante estudios empíricos. Antes de la electrificación, en la situación 1, se consume – sea iluminación, horas de TV o refrigeración – Q_1 a P_1 . Con la introducción de la electricidad, situación 2, se consume más (Q_2) a un precio menor P_2 . Así, se

reflejará como beneficio obtenido por el consumidor lo que se conoce como Voluntad de Pago (VDP). Tomando en cuenta tanto la situación antes de la electrificación y la correspondiente a después de la electrificación, se considera que la Voluntad de Pago o disposición a pagar equivale al área representada por $B + C + D + E$.

Para monetizarlo, se debe hallar el valor de estas áreas. Según Urrunaga et al. (2013), la suposición más simple es asumir una curva de demanda lineal (es decir, una línea recta), que implica estimar los beneficios a su valor máximo; para el cual el cálculo del área sería la siguiente:

$$\text{Área} = (P_1 - P_2)(Q_2 - Q_1) \dots (1)$$

Sin embargo, si la curva de demanda no fuera recta, sería razonable asumir una curva de demanda convexa con elasticidad constante (como lo hace el autor), con una relación funcional como la que expresa la siguiente ecuación:

$$P = KQ^\beta \dots (2)$$

Donde K es un parámetro que afecta la demanda y β representa la elasticidad de la misma demanda. Por un lado, para estimar el valor del primer parámetro, Urrunaga, Bonifaz, Aguirre, Aragón, & Jara (2013) lo despeja de la segunda ecuación con un valor β igual a -1.12 , definido por NRECA (1999). Además, los valores de P y Q son los correspondientes a los que se hallan para la situación antes de la electricidad. De esta manera, se tendrá un valor de K para cada cálculo de beneficios. Por otro lado, el parámetro β en el modelo recoge la elasticidad de la demanda, cuyo valor se determinó a partir de estudios empíricos previos. Estos estudios incluyen investigaciones realizadas por la NRECA y el Banco Mundial, así como el estudio de Arellano (2010). Según el trabajo de Arellano (2010), la elasticidad precio de la electricidad en el Perú se estima en -0.18 . Sin embargo, la autora señala que, en la región de la selva, esta elasticidad es aproximadamente un 20.24% mayor, lo que resulta en un valor de -0.22 . Este valor es promediado con el propuesto por Urrunaga (2013), -1.12 . Así, se obtiene una elasticidad promedio de -0.6682 , la cual se emplea en el modelo de análisis.

Para el cálculo de las áreas del Gráfico 44, se toma en cuenta lo siguiente:

- a) Dado que las áreas B , D y E son rectángulos, se calculan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} B &= (P_1 - P_2)(Q_1 - 0) \\ D &= (P_2 - 0)(Q_1 - 0) \\ E &= (P_2 - 0)(Q_2 - Q_1) \end{aligned}$$

- b) Para el cálculo del área C , primero se debe calcular la totalidad de lo que se encuentra por debajo de la curva de demanda de la siguiente manera:

$$C = \left(\int_{Q_1}^{Q_2} KQ^\beta dQ \right) - E$$

$$C = \frac{K}{\beta + 1} (Q_2^{\beta+1} - Q_1^{\beta+1}) - E$$

Así, la voluntad de pago total es representada con la suma de las cuatro áreas representadas anteriormente.

1. Iluminación

Para medir los beneficios obtenidos por iluminación, se consideran como puntos de la demanda las situaciones antes y después de la electrificación. Por un lado, antes de la electrificación se realiza el cálculo de cuántos kilolúmenes produce la fuente de iluminación utilizada (en este caso, velas) y el precio correspondiente asociado a esa cantidad de kilolúmenes. Por otro lado, después de la electrificación, se calcula el total de kilolúmenes producidos con focos que funcionan con energía eléctrica y su precio correspondiente.

Los supuestos del modelo son los que definen el valor de los puntos de la curva de demanda.

1.1. Antes de la electrificación

Primero, se realizan los cálculos correspondientes a la situación antes de la electrificación, para ello se tienen los siguientes supuestos:

	Cantidad diaria	Lúmenes por hora	Uso (horas)	Costo Unitario (S/)	Costo Unitario sin IGV (S/)
Velas	0.8	12	2.4	0.62	0.53

Fuente: Elaboración propia.

1.1.1. Consumo de velas

El consumo diario, en lúmenes, es equivalente a:

$$Total\ diario\ (lm) = consumo\ diario \times lumenes\ por\ hora \times horas\ de\ uso$$

$$Total\ diario\ (lm) = 0.8 \times 12 \times 2.4 = 23.04$$

$$Total\ mensual\ (lm) = 691.20$$

$$Total\ mensual\ (KLm) = 0.69$$

1.1.2. Precio por KLmh

Para calcular el precio por KLmh producido por las velas, primero, debemos calcular el gasto total diario en velas:

$$Gasto\ total\ diario\ en\ velas = 0.8 \times 0.53 = 0.42$$

$$Gasto\ total\ mensual\ en\ velas = 12.61$$

Así, el precio por KLmh/mes se determina como:

$$\text{Precio por KLmh/mes} = \frac{12.61}{0.69} = 18.2$$

1.2. Después de la electrificación

Ante la introducción de la electricidad, se cuentan con los siguientes supuestos:

	Cantidad diaria	Potencia (watts)	Lúmenes por foco	Uso (horas)	Costo Unitario (S/)	Costo Unitario sin IGV (S/)
Focos	2.33	18	1000	3	16.90	14.3

Fuente: Elaboración propia.

1.2.1. Consumo de focos

Los lúmenes diarios que consumen los focos son los siguientes:

$$\begin{aligned} \text{Total diario (lm)} \\ = \text{consumo diario de focos} \times \text{lúmenes por foco} \times \text{horas de uso} \end{aligned}$$

$$\text{Total diario (lm)} = 2.33 \times 1000 \times 3 = 6990$$

$$\text{Total mensual (lm)} = 209700$$

$$\text{Total mensual (KLm)} = 209.70$$

1.2.2. Precio por KLmh

Para el cálculo del precio por KLmh, este se compone por dos precios: el costo de los focos y el costo de la electricidad.

1.2.2.1. Costo de los focos

Dado que el costo unitario de los focos sin IGV es de S/ 14.3, asumiendo que su vida útil es de 24 meses, entonces el costo unitario mensual es el siguiente:

$$\text{Costo unitario del foco mensual} = \frac{14.3}{24} = 0.597$$

Además, dado que por vivienda se hacen uso de 2.33 focos, el costo total de focos mensual es equivalente a:

$$\text{Costo total de los focos mensual} = 0.597 \times 2.33 = 1.39$$

1.2.2.2. Costo de la electricidad

Primero, se debe determinar el consumo eléctrico diario en watts:

$$\begin{aligned} \text{Consumo eléctrico diario (w)} &= \text{potencia} \times \text{horas de uso diario} \times \text{total de focos} \\ \text{Consumo eléctrico diario (w)} &= 18 \times 3 \times 2.33 = 126 \\ \text{Consumo eléctrico mensual (w)} &= 3775 \\ \text{Consumo eléctrico mensual (kW)} &= 3.77 \end{aligned}$$

Para este cálculo, adicionalmente, se establecen diversos datos. Por un lado, se sabe que una vivienda rural promedio en la selva consume 18.52 kWh/mes de electricidad. Por otro lado, el cargo fijo establecido por Osinergmin por electricidad es de S/ 5.04 y el cargo por energía activa es de S/ 0.4967.

Así, el costo de la electricidad viene dado por la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Costo de electricidad} &= \text{cargo fijo proporcional (focos)} + \text{cargo de consumo} \\ \text{Cargo fijo proporcional} &= \frac{\text{consumo mensual en foco}}{\text{consumo promedio de vivienda}} \times \text{cargo fijo} \\ \text{Cargo fijo proporcional} &= \frac{3.77}{18.52} \times 5.04 = 1.03 \\ \text{Cargo de consumo} &= \text{consumo mensual} \times \text{cargo por energía activa} \\ \text{Cargo de consumo} &= 3.77 \times 0.4967 = 1.87 \\ \text{Costo de electricidad} &= 1.03 + 1.87 = 2.90 \end{aligned}$$

1.2.2.3. Costo total de la iluminación por focos

De esta manera, el costo total de la iluminación por focos es equivalente a:

$$\begin{aligned} \text{Costo total de la iluminación} &= \text{costo de los focos} + \text{costo de la electricidad} \\ \text{Costo total de la iluminación} &= 1.39 + 2.90 = 4.29 \end{aligned}$$

Para hallar el precio por KLm, se debe dividir dicho costo entre el número de kilolúmenes producidos por los focos mensualmente:

$$\text{Precio por kilolúmen} = \frac{4.29}{209.70} = 0.0205$$

1.3. Resumen

De esta manera, podemos contar con los siguientes valores ubicados en la curva de demanda:

	Cantidad	Unidad de medida
Q_1	0.69	KLm/h/mes
Q_2	209.70	KLm/h/mes
P_1	18.2	S/ por KLm/h
P_2	0.0205	S/ por KLm/h
β	-0.6682	-

Fuente: Elaboración propia.

1.4. Resultados

Como se mencionó anteriormente, la voluntad de pago se calcula como $B + C + D + E$. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la siguiente tabla.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Elasticidad		[]	-0.6682
Áreas	B	S/	12.60
	C	S/	95.18
	D	S/	0.01
	E	S/	4.28
Beneficio Total (mensual)		S/	112.07
Beneficio Total (anual)		S/	1,344.80

Se aprecia que el beneficio total o la voluntad de pago total de un usuario promedio por concepto de incremento de consumo de iluminación por la electricidad, es de S/ 112.07 al mes, o S/ 1,344.80, al año.

Este incremento en los beneficios se debe principalmente al incremento en la cantidad de kilolúmenes consumidos tras la introducción de la electricidad, ya que, mientras las velas producen 0.69 kilolúmenes con un uso de 2.4 horas diarias, los focos producen 209.70 kilolúmenes con un uso de 3 horas diarias. Asimismo, los beneficios para el consumidor se derivan de la reducción del precio por kilolúmen, que pasa de S/ 18.2 mensuales, a S/ 0.0233 soles mensuales. En total, se tiene que, con la electricidad, los hogares cuentan con mejor iluminación a un menor precio.

2. Televisión

Para monetizar los beneficios que se obtienen por televisión, se lleva a cabo un análisis similar al anterior. Las situaciones comparadas es una en la que no se tiene energía eléctrica, por lo que la TV se usa con baterías, y una con energía eléctrica. Se tomará como primer punto de la curva de demanda el precio (proveniente del costo del televisor, de las baterías y de su recarga) y cantidad (en horas) consumida de TV antes de la electricidad, y, como segundo punto, el precio y cantidad consumida de TV después de la introducción de electricidad.

Los supuestos del modelo son los que definen el valor de los puntos de la curva de demanda.

2.1. Antes de la electrificación

Primero, se realizan los cálculos correspondientes a la situación antes de la electrificación, para ello se tienen los siguientes supuestos:

Cantidad	Potencia (watts)	Uso (horas)	Costo Unitario (S/)	Costo Unitario sin IGV (S/)
1 TV	25	0.5	1,200	1,016.95

Fuente: Elaboración propia.

2.1.1. Consumo de televisión

El consumo diario, en watts, es equivalente a:

$$Total\ diario\ (watts) = potencia \times horas\ de\ uso$$

$$Total\ diario\ (watts) = 25 \times 0.5 = 12.5$$

$$Total\ mensual\ (watts) = 12.5 \times 30 = 375$$

$$Total\ mensual\ (kWh) = 0.38$$

2.1.2. Precio por hora

El costo de la televisión por hora, antes de la electricidad, está compuesto de tres precios: el costo de la televisión, costo de recarga de la batería y costo de amortización de la batería.

2.1.2.1. Costo de la televisión

Para el cálculo de este costo, primero, se asume que la vida útil de una TV es de 120 meses. Así, el costo total de la TV por mes equivale a lo siguiente:

$$Costo\ de\ la\ TV\ (mensual) = \frac{1,016.95}{120} = 8.47$$

2.1.2.2. Costo de recarga de la batería

Los supuestos de este cálculo son tres. En primer lugar, la capacidad de la batería es de 80 amp/h. En segundo lugar, la capacidad de la batería en horas es de 32; sin embargo, la capacidad efectiva es 26 horas. Finalmente, el costo de la recarga es de S/ 5. Con estos datos, primero se deben calcular los días entre recarga.

$$Días\ entre\ recarga = \frac{Capacidad\ efectiva}{Horas\ de\ uso}$$

$$Días\ entre\ recarga = \frac{26}{0.5} = 51$$

Luego, con el supuesto del costo de recarga, se calcula el costo de recarga mensual:

$$Costo\ de\ recarga\ mensual = \frac{30}{Días\ entre\ recarga} \times Costo\ de\ recarga$$

$$Costo\ de\ recarga\ mensual = \frac{30}{51} \times 5 = 2.93$$

2.1.2.3. Costo de amortización de la batería

Para este cálculo, se asume que el costo de la batería es de S/ 200 con IGV y de S/ 169.5 sin IGV. Además, la vida útil es de 24 meses. Así, el costo mensual es el siguiente:

$$Costo\ de\ amortización\ (mensual) = \frac{169.5}{24} = 7.06$$

2.1.2.4. Costo total de la televisión

Así, el costo total de la televisión es el siguiente:

$$\text{Costo total de la TV} = \text{Costo mensual TV} + \text{Recarga de bat} + \text{Amortización}$$

$$\text{Costo total de la TV} = 8.47 + 2.93 + 7.06 = 18.47$$

Luego, el precio hora por TV es el siguiente:

$$\text{Precio hora} - \text{TV} = \frac{\text{Costo total de la TV}}{(30 \times \text{horas de uso})}$$

$$\text{Precio hora} - \text{TV} = \frac{18.47}{(30 \times 0.5)} = 1.23$$

2.2. Después de la electrificación

Ante la introducción de la electricidad, se cuentan con los siguientes supuestos:

Cantidad	Potencia (watts)	Uso (horas)	Costo Unitario (S/)	Costo Unitario sin IGV (S/)
1 TV	90	5	1,200	1,016.95

Fuente: Elaboración propia.

2.2.1. Consumo de televisión

El consumo diario, en watts, es equivalente a:

$$\text{Total diario (watts)} = \text{potencia} \times \text{horas de uso}$$

$$\text{Total diario (watts)} = 90 \times 5 = 450$$

$$\text{Total mensual (watts)} = 450 \times 30 = 13500$$

$$\text{Total mensual (kWh)} = 13.5$$

2.2.2. Precio por hora

Después de la electricidad, el costo de la televisión por hora, está compuesto de dos precios: el costo de la televisión y el costo de la electricidad.

2.2.2.1. Costo de la televisión

De manera equivalente a la sección anterior, para el cálculo de este costo, primero, se asume que la vida útil de una TV es de 120 meses. Así, el costo total de la TV por mes es lo siguiente:

$$\text{Costo de la TV (mensual)} = \frac{1,016.95}{120} = 8.47$$

2.2.2.2. Costo de la electricidad

Para este cálculo, nuevamente, se establecen diversos datos. De la misma manera que en la sección anterior, se sabe que una vivienda rural promedio en la selva consume 18.52 kWh/mes de electricidad. Además, se toma el cargo fijo y el cargo por energía activa establecido por Osinergmin.

Así, el costo de la electricidad viene dado por la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Costo de electricidad} &= \text{cargo fijo proporcional (TV)} + \text{cargo de consumo} \\ \text{Cargo fijo proporcional} &= \frac{\text{consumo mensual en TV}}{\text{consumo promedio de vivienda}} \times \text{cargo fijo} \\ \text{Cargo fijo proporcional} &= \frac{13.5}{18.52} \times 5.04 = 3.67 \\ \text{Cargo de consumo} &= \text{consumo mensual} \times \text{cargo por energía activa} \\ \text{Cargo de consumo} &= 13.5 \times 0.4967 = 6.70 \\ \text{Costo de electricidad} &= 3.67 + 6.70 = 10.38 \end{aligned}$$

2.2.2.3. Costo total de la televisión

De esta manera, el costo total de la televisión con electricidad es equivalente a:

$$\begin{aligned} \text{Costo total de la TV} &= \text{costo de la TV} + \text{costo de la electricidad} \\ \text{Costo total de la TV} &= 8.47 + 10.38 = 18.85 \end{aligned}$$

Así, el precio hora por TV es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Precio hora - TV} &= \frac{\text{Costo total de la TV}}{(30 \times \text{horas de uso})} \\ \text{Precio hora - TV} &= \frac{18.47}{(30 \times 5)} = 0.1257 \end{aligned}$$

2.3. Resumen

De esta manera, podemos contar con los siguientes valores ubicados en la curva de demanda:

	Cantidad	Unidad de medida
Q_1	15	h/mes
Q_2	150	h/mes
P_1	1.23	S/ por h
P_2	0.1257	S/ por h
β	-0.6682	-

Fuente: Elaboración propia.

2.4. Resultados

Como se mencionó anteriormente, la voluntad de pago se calcula como $B + C + D + E$. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la siguiente tabla.

Elasticidad		[]	-0.6682
Áreas	B	S/	16.58
	C	S/	173.94

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

	D	S/	1.89
	E	S/	16.97
Beneficio Total (mensual)		S/	209.37
Beneficio Total (anual)		S/	2,512.46

A partir de la tabla anterior, se puede observar que el beneficio total para un usuario promedio es de S/ 209.37 al mes, lo que equivale a S/ 2,512.46 anuales. Los beneficios estimados provienen de un consumo considerablemente mayor de TV a un menor precio.

3. Refrigeración

Para medir los beneficios obtenidos por refrigeración, se utiliza, nuevamente, la metodología de Urrunaga (2013); sin embargo, a diferencia de considerar refrigeradoras que funcionan a kerosene, se asume que estas utilizan motores generadores a diésel.

3.1. Antes de la electrificación

Primero, se realizan los cálculos correspondientes a la situación antes de la electrificación, para ello se tienen los siguientes supuestos:

Cantidad	Potencia (watts)	Horas de uso (bruto)	Horas de uso (neto)	Costo Unitario sin IGV (S/)
1	102	24	5	1,144.07

Fuente: Elaboración propia.

3.1.1. Consumo de kWh en refrigeración

El consumo diario es equivalente a:

$$Total\ diario\ (watts) = potencia \times horas\ de\ uso\ (neto)$$

$$Total\ diario\ (watts) = 102 \times 5 = 510$$

$$Total\ mensual\ (watts) = 510 \times 30 = 15300$$

$$Total\ mensual\ (kWh) = 15.3$$

3.1.2. Precio por hora

El costo de la refrigeración, por litro, por hora, antes de la electricidad, está compuesto de cuatro precios: el costo de la refrigeradora, del grupo electrógeno, del mantenimiento y del diésel.

3.1.2.1. Costo de la refrigeradora

Para el cálculo de este costo, primero, se asume que la vida útil de una refrigeradora es de 156 meses. Así, el costo total del equipo por mes equivale a lo siguiente:

$$\text{Costo de la refrigeradora (mensual)} = \frac{1,144.07}{156} = 7.33$$

3.1.2.2. Costo del grupo electrógeno

Para este cálculo, se toma como costo del grupo electrógeno, sin IGV, es de S/ 1,270.34 y que tiene una vida útil de 167 meses. Además, se asume que el consumo de la refrigeradora respecto al consumo total del grupo electrógeno es del 30%. Con este dato, se puede hallar el valor del costo del grupo electrógeno destinado a refrigeración:

$$\begin{aligned}\text{Costo del grupo eléctrico destinado a refrigeración} &= 30\% \times 1,270.34 \\ \text{Costo del grupo eléctrico destinado a refrigeración} &= 381.10\end{aligned}$$

Luego, se halla el costo unitario del grupo electrógeno por mes:

$$\begin{aligned}\text{Costo del grupo eléctrico (mensual)} &= \frac{\text{Costo grupo electrógeno}}{\text{Vida útil (meses)}} \\ \text{Costo del grupo eléctrico (mensual)} &= \frac{381.10}{167} = 2.29\end{aligned}$$

3.1.2.3. Costo del mantenimiento del grupo electrógeno

Se asume que la frecuencia de mantenimiento es cada 12 meses y que el costo de este es de S/ 127.03 sin IGV. De esta manera, el costo mensual es el siguiente:

$$\begin{aligned}\text{Costo del mantenimiento (mensual)} &= \frac{\text{Costo del mantenimiento}}{\text{Frecuencia (meses)}} \\ \text{Costo del mantenimiento (mensual)} &= \frac{127.03}{12} = 10.59\end{aligned}$$

3.1.2.4. Costo por diésel

Primero, se debe establecer que la capacidad de la refrigeradora es de 314 litros y su voltaje es de 220 voltios. Además, el costo por galón de diésel es de S/ 19 con IGV y S/ 16.10 sin IGV. Dado que el 30% del grupo electrógeno está destinado a refrigeración, entonces se debe calcular cuánto del diésel está destinado a refrigeración:

$$\text{Costo por galón de diésel destinado a refrigeración} = 30\% \times 16.10 = 4.83$$

Además, dado que 1 galón equivale a 3.79 litros, convertimos dicho costo a litros:

$$\text{Costo por litro de diésel (unitario)} = \frac{4.83}{3.79} = 1.28$$

Así, dado que, por litro, se puede usar la refrigeradora por 1.38 horas y se usa el grupo electrógeno por 150 horas, el costo mensual por diésel es el siguiente:

$$\begin{aligned}\text{Costo mensual por diésel} \\ = \text{Costo por litro de diésel} \times \frac{\text{Horas de uso de grupo elect.}}{\text{Nº de horas por litro}}\end{aligned}$$

$$\text{Costo mensual por diésel} = 1.28 \times \frac{150}{1.38} = 138.70$$

3.1.2.5. Costo total de la refrigeración

Con los cálculos anteriores, se puede hallar el costo total de la refrigeración:

Costo total de la refrigeración

= refrigeradora + grupo electrógeno + mantenimiento + diésel

$$\text{Costo total de la refrigeración (mensual)} = 7.33 + 2.29 + 10.59 + 138.70 \\ = 158.91$$

$$\text{Costo total de la refrigeración (diario)} = \frac{158.91}{30} = 5.30$$

$$\text{Costo total de la refrigeración (hora)} = \frac{5.30}{24} = 0.22$$

Finalmente, dado que la refrigeradora tiene una capacidad de 314 litros, el precio por litro-hora es de:

$$\text{Precio por litro - hora} = \frac{\text{Costo por hora}}{\text{Litros}} = \frac{0.22}{314} = 0.0007029$$

3.2. Después de la electrificación

Para este punto, se realizan los cálculos correspondientes a la situación después de la electrificación. Para ello se tienen los siguientes supuestos:

Cantidad	Potencia (watts)	Horas de uso (bruto)	Horas de uso (neto)	Costo Unitario sin IGV (S/)
1	102	24	7	1,144.07

Fuente: Elaboración propia.

3.2.1. Consumo de kWh en refrigeración

El consumo diario es equivalente a:

$$\text{Total diario (watts)} = \text{potencia} \times \text{horas de uso (neto)}$$

$$\text{Total diario (watts)} = 102 \times 7 = 714$$

$$\text{Total mensual (kWh)} = 21.42$$

3.2.2. Precio por hora

El costo de la refrigeración, por litro, por hora, antes de la electricidad, está compuesto de dos precios: el costo de la refrigeradora y el de la electricidad.

3.2.2.1. Costo de la refrigeradora

Nuevamente, el costo total del equipo por mes equivale a lo siguiente:

$$\text{Costo de la refrigeradora (mensual)} = \frac{1,144.07}{156} = 7.33$$

3.2.2.2. Costo de la electricidad

A diferencia de secciones anteriores en las que se asume que la vivienda rural promedio en la selva consume 18.52 kWh/mes de electricidad, aquí se asumen que una vivienda rural promedio, con refrigeradora, consume 33.40 kWh/mes. Además, se toma el cargo fijo y el cargo por energía activa establecido por Osinergmin.

Así, el costo de la electricidad viene dado por la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Costo de electricidad} &= \text{cargo fijo proporcional} + \text{cargo de consumo} \\ \text{Cargo fijo proporcional} &= \frac{\text{consumo mensual en refrigeración}}{\text{consumo promedio de vivienda}} \times \text{cargo fijo} \\ \text{Cargo fijo proporcional} &= \frac{21.42}{33.40} \times 5.04 = 3.23 \\ \text{Cargo de consumo} &= \text{consumo mensual} \times \text{cargo por energía activa} \\ \text{Cargo de consumo} &= 21.42 \times 0.4967 = 10.64 \\ \text{Costo de electricidad} &= 3.23 + 10.64 = 13.86 \end{aligned}$$

3.2.2.3. Costo total de la refrigeración

Luego de hallar los cálculos correspondientes a refrigeración, podemos concluir que el costo total de refrigeración es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Costo total de refrigeración} &= \text{refrigeradora} + \text{electricidad} \\ \text{Costo total de refrigeración (mensual)} &= 7.33 + 13.86 = 21.20 \\ \text{Costo total de refrigeración (día)} &= \frac{21.20}{30} = 0.71 \\ \text{Costo total de refrigeración (hora)} &= \frac{0.71}{24} = 0.03 \end{aligned}$$

Así, para hallar el precio por litro-hora, se realiza un cálculo más:

$$\text{Precio por litro - hora} = \frac{\text{Costo por hora}}{\text{Litros}} = \frac{0.03}{314} = 0.00009$$

3.3. Resumen

De esta manera, podemos contar con los siguientes valores ubicados en la curva de demanda:

	Cantidad	Unidad de medida
Q_1	314	h/mes
Q_2	314	h/mes
P_1	0.00070	S/ por h
P_2	0.00009	S/ por h
β	-0.6682	-

Fuente: Elaboración propia.

3.4. Resultados

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Como se mencionó anteriormente, la voluntad de pago se calcula como $B + C + D + E$. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la siguiente tabla.

Elasticidad		[]	-0.6682
Áreas	B	S/	0.1913
	C	S/	0.0000
	D	S/	0.03
	E	S/	0.0000
Beneficio Total (mensual)		S/	158.91
Beneficio Total (anual)		S/	1,906.94

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la tabla anterior, se puede observar que el beneficio total para un usuario promedio es de S/ 158.91 al mes, lo que equivale a S/ 1,906.94 anuales. Se observa que, dado que el tamaño de la refrigeradora no aumenta, los beneficios provienen únicamente de un gran ahorro de costos en refrigeración. Esto se muestra en el hecho de que las áreas C y E son 0.

Si bien los beneficios anteriores se consideran para los hogares que contaban con refrigeradora con motor generador, también se deben considerar los beneficios que perciben aquellos hogares que adquieran una refrigeradora con la llegada de la electricidad. Así, se consideran que estos son calculados en base al siguiente cuadro:

	Cantidad	Unidad de medida
Q_1	314	h/mes
Q_2	314	h/mes
P_1	0.00040	S/ por h
P_2	0.00009	S/ por h
β	-0.6682	-

Fuente: Elaboración propia.

En este caso, el precio reflejado en la situación 1 es un promedio de los precios ante una situación con motor eléctrico y otra con electricidad. Realizando el cálculo de manera análoga a las situaciones anteriores, el beneficio percibido para los hogares que no contaban con refrigeradora es equivalente a S/ 1,080.65. Para cada centro poblado analizado, se debe determinar la proporción de hogares que contaba con refrigeradora antes y los que no.

4. Telecomunicaciones

Para los beneficios percibidos por telecomunicaciones, se mide el ahorro en transporte para acceder al servicio de telecomunicaciones. Se parte del supuesto que los hogares (o un representante de ellos) tienen que realizar 2 viajes mensuales a la capital más cercana que cuenta con electricidad y, en consecuencia, con internet. Además, se espera que el tiempo designado a viajes es de 2 horas y cada viaje cuesta S/ 20.00. Finalmente, se debe considerar el Valor Social de Tiempo por Modo de Transporte, por hora y por pasajero. Este valor equivale a S/ 3.36 en la selva rural.

4.1. Ahorro en costo de pasajes

Primero se calcula el ahorro por costo de pasaje, tomando en cuenta que debe realizar el pago dos veces por los conceptos de ida y vuelta.

$$\begin{aligned} \text{Ahorro en costos de pasajes} &= \text{Costo} \times \text{viajes al mes} \times 2 \\ \text{Ahorro en costos de pasajes} &= 20 \times 2 \times 2 = 80 \end{aligned}$$

4.2. Ahorro en tiempo

Para el cálculo del ahorro en tiempo, también se considera el viaje de ida y de regreso.

$$\begin{aligned} \text{Ahorro en tiempo} &= \text{Valor social del tiempo} \times \text{horas de viaje} \times \text{viajes al mes} \times 2 \\ \text{Ahorro en tiempo} &= 3.36 \times 2 \times 2 \times 2 = 26.88 \end{aligned}$$

4.3. Ahorros totales por telecomunicaciones

De esta manera, se puede concluir que el beneficio total, mensual, por telecomunicaciones es equivalente a S/ 106.88. El beneficio anual es igual a S/ 1,282.56.

5. Conclusiones

En esta tabla, se condensan los cálculos clave derivados de los análisis previos, proporcionando una visión general de cómo varían los beneficios totales anuales en cada escenario.

Beneficios totales anuales (en S/)	
Beneficio total por velas	1,344.83
Beneficio total por TV	2,512.46
Beneficio total por refrigeración (para hogares con refrigeradora antes)	1,906.94
Beneficio total por refrigeración (para hogares sin refrigeradora antes)	1,080.65
Beneficio total por telecomunicaciones	1,282.56

Fuente: Elaboración propia.

El análisis detallado de los beneficios sociales revela impactos significativos en la calidad de vida y el bienestar de las comunidades rurales. La provisión de electricidad ha demostrado impulsar el desarrollo de los centros poblados, contribuyendo al progreso sostenible de la región. Los beneficios tangibles, especialmente en términos de mejora en la iluminación y acceso a la televisión, han sido cuantificados con precisión, evidenciando el valor concreto que la electrificación aporta a las comunidades beneficiarias.

Es crucial destacar que la evaluación se centró en beneficios directos, como la mejora en la iluminación y el acceso a la televisión, debido a su impacto inmediato en la calidad de la vida de los hogares beneficiarios. Estos beneficios, al ser cuantificados de manera precisa, proporcionan una base para comprender el alcance de la transformación que la electrificación ha generado en estas comunidades.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

Si bien el análisis se enfocó en beneficios directos, es importante reconocer que la electrificación rural también conlleva beneficios indirectos significativos, como el potencial impacto en la educación, la salud y el nivel de ingresos de los habitantes. Aunque estos beneficios no fueron cuantificados en esta evaluación, su importancia no debe subestimarse, ya que contribuye de manera integral al bienestar y al progreso de las comunidades rurales.

Los resultados respaldan la continuidad y ampliación de la electrificación rural como estrategia clave para el desarrollo sostenible.

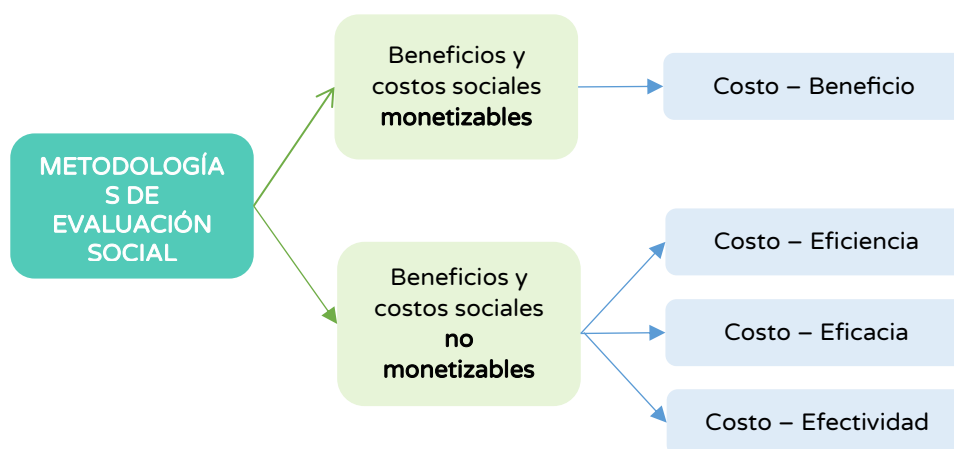
Anexo 7. Metodología alternativa para la evaluación social

Metodología Costo – Eficiencia

Entre los objetivos estratégicos del Plan Estratégico Institucional (PEI) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) está alcanzar que el 96% de las viviendas cuenten con servicio eléctrico en el ámbito rural. El mencionado objetivo estratégico y la ausencia de información para valorizar los beneficios de la electrificación rural, generan un escenario en el que se hace necesario analizar la aplicación de metodologías de evaluación de proyectos de electrificación rural diferentes a la de costo beneficio.

Es importante reiterar que la recopilación y análisis de información de los beneficios de la electrificación rural, la difusión de las alternativas técnicas, la elaboración de líneas de base, líneas de corte, realización de evaluaciones ex post, así como la articulación con otros sectores para la maximización de los beneficios de la electrificación rural, es responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas, como ente rector competente.

En la formulación de proyectos de electrificación rural, existen diversos métodos de evaluación que permiten analizar la viabilidad y conveniencia de las distintas alternativas técnicas y económicas. El enfoque adecuado dependerá de la naturaleza del proyecto y la disponibilidad de datos: si los beneficios y costos sociales son monetizables o no.



Fuente: Elaboración propia.

La evaluación de costo-eficiencia es una herramienta importante en la formulación y selección de alternativas de electrificación rural. A diferencia de la evaluación costo-beneficio, que intenta valorar todos los beneficios monetariamente, la evaluación de costo-eficiencia se enfoca en identificar lo que cuesta, para cada alternativa, implementar una unidad productora, sin necesidad de cuantificar todos los beneficios en términos financieros.

Este enfoque es especialmente útil en contextos rurales donde los beneficios sociales educativos o de salud -y otros- derivados del acceso a la electricidad son difíciles de medir económicamente, pero tienen un alto valor humano.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

El objetivo principal de la evaluación de costo-eficiencia es determinar cuál de las alternativas técnicas factibles permite alcanzar los objetivos del proyecto con el menor costo posible por unidad producida. Particularmente, en proyectos de electrificación rural, se busca identificar la alternativa menos costosa por abonado, vivienda o conexión. Esto permite una mejor priorización de recursos y una asignación más eficiente del financiamiento disponible, siempre que el costo por unidad se compare con una línea de corte previamente establecida por el ente rector o la normativa vigente.

Condiciones necesarias para la aplicación de la metodología de costo eficiencia.

Para que la metodología de costo eficiencia sea aplicable para esta tipología, y sea considerada una metodología objetiva y transparente que permita la elección de la mejor alternativa técnica, es necesario que el MINEM desarrolle las siguientes condiciones:

- a) Definir líneas de corte para las alternativas técnicas factibles para los proyectos de electrificación rural.
- b) Todos los proyectos deben analizar por lo menos dos alternativas técnicas.
- c) Se deben identificar con claridad las alternativas técnicas factibles. Las alternativas técnicas que se evalúen deben cumplir con el nivel de servicio establecido por el Sector. De este modo, por ejemplo, un módulo fotovoltaico domiciliario debe tener el mismo nivel de servicio que la extensión de redes.
- d) No es aconsejable que existan en el mismo periodo de tiempo proyectos evaluados con la metodología de costo beneficio y otros con la metodología de costo eficiencia. Por lo tanto, se debe establecer una fecha desde la cual se empezarán a evaluar los proyectos de electrificación rural por costo eficiencia.

Elementos necesarios para la aplicación de la metodología de costo eficiencia.

Para la aplicación de la metodología, es necesario conocer la siguiente información:

- **Alternativas a evaluar:** Se deben analizar cada una de las soluciones técnicas viables para proporcionar servicio eléctrico a las comunidades objetivo – ya sea central fotovoltaica con mini redes, módulos fotovoltaicos individuales, extensión de redes u otras.
- **Unidad de medida del efecto:** Para los proyectos de electrificación rural, se considera que la unidad de medida es el número de conexiones del sistema eléctrico rural.
- **Costos totales del proyecto:** Incluye la inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento, a precios sociales.
- **Horizonte de evaluación:** Se considera un periodo de 20 años.
- **Tasa social de descuento:** La tasa social de descuento, establecida en el Anexo 11: Parámetros de Evaluación Social, es 8%.

Proceso para la evaluación

1. Identificación de alternativas factibles.
2. Estimación de costos, los cuales incluye costos de inversión y de operación y mantenimiento.

Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión correspondiente a la tipología de Electrificación Rural

3. Identificación de los abonados o conexiones electrificadas.
4. Cálculo del indicador de Costo – Eficiencia.
5. Comparación de resultados entre las distintas alternativas.
6. Análisis de sensibilidad sobre variables clave.

Indicador de Costo – Eficiencia

El indicador de esta metodología es el siguiente:

$$\text{Costo – Eficiencia} = \frac{\text{Valor Actual de los Costos Sociales}}{\text{Unidades de producto esperadas}}$$

Con lo mencionado en líneas anteriores, el indicador tomará la siguiente forma:

$$\text{Costo – Eficiencia} = \frac{-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{COyM_t}{(1+r)^t}}{\# \text{ de conexiones}}$$

Donde:

- I : Costos de Inversión
- $COyM$: Costos de Operación y Mantenimiento
- r : Tasa social de descuento

Comparación de resultados

La alternativa seleccionada debe ser aquella que, cumpliendo los requisitos técnicos y de calidad, presente el menor costo por vivienda electrificada. De contar con dos Alternativas Técnicas Factibles, se considera la que cuenta con menor indicador de Costo – Eficiencia. Es decir, se escoge la Alternativa Técnica Factible 2 (ATF_2) si se cumple la siguiente condición:

$$C - E_1 > C - E_2$$

Donde:

- $C - E_1$: Indicador de costo eficiencia de la alternativa 1.
- $C - E_2$: Indicador de costo eficiencia de la alternativa 2.

No obstante, en casos donde los resultados estén muy cercanos, se recomienda considerar otros factores cualitativos como aceptación comunitaria, impactos sociales o impactos ambientales.


Análisis de sensibilidad


El análisis de sensibilidad es una herramienta importante para evaluar la robustez de los resultados obtenidos en la evaluación de Costo – Eficiencia. Consiste en observar cómo varían los resultados del análisis ante cambios en las principales variables que afectan los costos del proyecto. Es especialmente recomendable aplicar este análisis ante posibles fluctuaciones en los costos de inversión o los costos de operación y mantenimiento. Al explorar distintos escenarios (optimista, conservador y pesimista), es posible identificar los factores críticos que podrían comprometer la viabilidad del proyecto y así fortalecer la toma de decisiones. Este análisis contribuye además a reducir la incertidumbre y permite diseñar estrategias de mitigación frente a posibles riesgos financieros o técnicos.



MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
Dirección General de Programación Multianual de Inversiones

 www.gob.pe/mef

 Jr. Junín 319, Lima 1 - Perú

 (511) 311 5930

Síguenos en:

 @MEF_Peru

 Ministerio de Economía y Finanzas - Oficial