



SNI

Sistema Nacional de Inversiones

METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Documento elaborado por el Departamento de Metodologías

División de Evaluación Social de Inversiones

Diciembre de 2025

CONTENIDO

Ficha Resumen	3
1 INTRODUCCIÓN	5
1.1 Antecedentes Generales	5
1.2 Descripción general de la electrificación rural.....	6
1.3 Conceptualización de la metodología	7
1.4 Proceso para la formulación de un proyecto de electrificación rural.....	8
2 FORMULACIÓN DEL PROYECTO.....	10
2.1 Descripción del problema	11
2.2 Diagnóstico de la situación actual.....	12
2.2.1 Identificación y descripción del área de estudio	12
2.2.2 Identificación de la población afectada	15
2.2.3 Demanda actual y proyectada	15
2.2.3.1 Demanda residencial	16
2.2.3.2 Demanda de recintos o servicios públicos	20
2.2.3.3 Demanda de recintos o servicios privados (actividades productivas) ..	21
2.2.3.4 Otros usuarios	21
2.2.3.5 Agregación de demanda	22
2.2.4 Oferta actual y proyectada	23
2.2.4.1 Oferta residencial.....	24
2.2.4.2 Oferta en recintos o servicios públicos.....	24
2.2.4.3 Oferta en recintos o servicios privados (actividades productivas)	25
2.2.4.4 Oferta en localidades con sistemas de autogeneración concentrados ..	25
2.2.4.5 Agregación de oferta.....	25
2.2.5 Déficit anual y proyectado.....	26
2.3 Identificación de alternativas.....	28
2.3.1 Identificación de alternativas de extensión y normalización de red	28
2.3.2 Identificación de alternativas de autogeneración.....	30
2.3.2.1 Inventario de recursos energéticos disponibles.....	30
2.3.2.2 Factibilidad de uso de los recursos disponibles	31
2.3.2.3 Definición de las tecnologías	33
2.3.3 Alternativas seleccionadas para evaluación social.....	34
2.3.4 Identificación de la población objetivo y del área de influencia.....	35
3 Evaluación social del proyecto (alternativas).....	36
3.1 Evaluación social de alternativas de red	36
3.1.1 Identificación de beneficios	36
3.1.2 Identificación, cuantificación y valoración de costos	38
3.1.3 Costos sociales de inversión (CAPEX social)	38
3.1.3.1 Costos directos de abastecimiento de energía eléctrica (OPEX)	38
3.1.3.2 Externalidades negativas	39
3.1.4 Costos indirectos	40

3.1.5	Evaluación social simplificada.....	40
3.2	Evaluación social de alternativas de autogeneración	41
3.2.1	Identificación de beneficios	41
3.2.2	Identificación, cuantificación y valoración de costos	42
3.2.2.1	Costos de inversión (CAPEX)	42
3.2.3	Costos operacionales de abastecimiento de energía eléctrica (OPEX) 42	
3.2.3.1	Externalidades	43
3.2.4	Efectos indirectos	43
3.3	Flujos sociales netos.....	44
3.3.1	Corrección a precios sociales	44
3.3.2	Horizonte de evaluación	45
3.3.3	Valor residual.....	45
3.3.4	Estructura de flujos de costos sociales	45
3.3.5	Indicadores para la evaluación de alternativas.....	46
3.4	Análisis de sensibilidad.....	47
3.5	Evaluación social de extensiones adicionales de red por potenciales productivos	48
3.5.1	Instalaciones productivas en funcionamiento	49
3.5.1.1	Beneficios incrementales	49
3.5.1.2	Costos incrementales	50
3.5.1.3	Indicador para evaluación del proyecto incremental	51
3.5.2	Potencialidad de desarrollo productivo	52
4	Evaluación privada del proyecto	55
4.1	Evaluación privada en proyectos de extensión de red	56
4.1.1	Identificación y valoración de costos privados	56
4.1.1.1	Costos de inversión (CAPEX)	56
4.1.1.2	Costos operacionales de provisión de energía eléctrica (OPEX)	57
4.2	Determinación del subsidio a la inversión	58
4.2.1	Tasa de descuento privada.....	58
4.2.2	Subsidio a proyectos de extensión de la red.....	58
4.2.3	Subsidio a normalización de las instalaciones de consumo	59
5	Disposiciones Finales.....	60
5.1	Conclusiones y recomendaciones.....	60
5.2	Anexos y Herramientas de Apoyo.....	60
	Anexo 1: Glosario	62

Ficha Resumen

Nombre Metodología	Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural
Sector	Energía
Subsector	Distribución y Conexión Final a Usuarios / Autogeneración
Resumen	La Metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural está compuesta de cinco capítulos. El primero introduce la metodología, sus objetivos y alcances, junto a los antecedentes generales del sector; el segundo se refiere a la formulación de los proyectos de electrificación, requiriendo la identificación de aspectos como el diagnóstico y optimización de la situación actual, así como también la estimación de la demanda y el estudio de alternativas; el tercero corresponde a la evaluación social del proyecto, que consta de la identificación de beneficios, valoración de costos, configuración de flujos netos, cálculo de indicadores y criterios de decisión; el cuarto presenta las indicaciones para determinar el subsidio a la empresa proveedora del servicio; y finalmente el quinto capítulo entrega recomendaciones generales.
Proyectos a los que aplica	• Extensión de una red eléctrica fuera de una zona de concesión de servicio público de distribución. • Normalización de red eléctrica de propiedad pública. • Construcción de un sistema de autogeneración nuevo. • Mejoramiento de un sistema de autogeneración. • Reposición y/o ampliación de un sistema de autogeneración existente.
Marco Regulatorio	• Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que regula Servicios Eléctricos. • Decreto Supremo N° 327, del Ministerio de Minería, de 1997, que fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. • Legislación sectorial para formulación de proyectos.
Fuentes de los Principales Datos	• Ministerio de Energía (MEN). • Empresas de distribución eléctrica. • Instituto Nacional de Estadísticas (INE). • Comisión Nacional de Energía (CNE). • Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). • Gobiernos Regionales y Municipios.
Principales Beneficios	• Mayor disponibilidad de energía eléctrica. • Mejoramiento en las condiciones domésticas (calidad).

	• Liberación de recursos por el uso de fuentes abastecimiento de energía eléctrica o energías alternativas. • Creación de condiciones para potenciar el desarrollo económico local.		
Método de valoración de beneficios	No aplica	Horizonte de Evaluación - Autogeneración (años)	20
		Horizonte de Evaluación - Extensión de redes (años)	30
Tipo de análisis	Costo Eficiencia / Costo Efectividad		
Indicador 1	Nombre Indicador	Valor Actual de Costos (VAC)	
	Criterio de Decisión	Alternativa de menor VAC	
Indicador 2	Nombre Indicador	Costo Anual Equivalente (CAE)	
	Criterio de Decisión	Alternativa de menor CAE	
Indicador 3	Nombre Indicador	Costo Anual Equivalente (CAE) por usuario ¹	
	Criterio de Decisión	Alternativa de menor CAE por usuario	
Tipo de Análisis, caso de Subsidio.	Costo Beneficio, desde el punto de vista privado		
Indicador 4	Nombre Indicador	Valor Actual de Costos (VAN) privado	
	Criterio de Decisión	VAN Privado < 0	

¹ La nomenclatura “por usuario” es usada en la instrumentación del sector, para referirse a las conexiones del sistema y no a las personas. Por ello se seguirá utilizando a lo largo del documento. Para definiciones, se sugiere consultar el glosario presentado como anexo del documento.

1 INTRODUCCIÓN

La presente Metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural, en adelante “Metodología de Electrificación Rural” o “la metodología”, es aplicable a todos aquellos proyectos que contemplen el abastecimiento de energía eléctrica en sectores rurales, principalmente a usuarios residenciales y públicos, así como también a sus sistemas productivos, ya sea mediante la extensión o normalización de la red eléctrica, o mediante sistemas de autogeneración que utilicen energías renovables, no renovables o sistemas híbridos. Esta metodología se entrega como una herramienta de trabajo para las entidades o instituciones formuladoras, que deban presentar proyectos de electrificación rural al Sistema Nacional de Inversiones (SNI), entregando lineamientos específicos para este tipo de proyectos, guardando consistencia con la guía base establecida en la Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública, en adelante “Metodología General”.

1.1 Antecedentes Generales

Si bien en la actualidad Chile cuenta con una cobertura de electrificación cercana al 100% a nivel nacional, esta no ha sido la realidad histórica ni tampoco la de los territorios rurales. En efecto, los resultados del Censo Nacional de Población y Vivienda de los años 1982 y 1992 mostraron que la cobertura de electrificación en el territorio rural solo alcanzó un incremento del 15% en 10 años, logrando que poco más de la mitad (53%) de todas las viviendas rurales contaran con servicio eléctrico a disposición de sus habitantes. Conscientes de esta brecha, y con el objeto de desincentivar los procesos migratorios hacia las grandes ciudades al mejorar las condiciones básicas para una mayor actividad económica y productividad en el campo, a finales del año 1994 se crea el Programa Nacional de Electrificación Rural (PER) (ampliado a Programa de Energización en el año 2011), iniciativa gubernamental que impulsa el desarrollo de proyectos en el sector. Gracias a ello, los resultados del Censo Nacional de Población y Vivienda del año 2002 evidenciaron una cobertura de electrificación en el territorio rural del 85,7%, equivalente a 462.596 viviendas, logrando en 10 años un importante salto que alcanzó los 33 puntos porcentuales. La continuidad de este programa y la actualización de los documentos asociados incentivaron que al año 2010 el país hubiera alcanzado el 96% de cobertura rural.

El Ministerio de Energía, a través de la actual División de Acceso y Desarrollo Social, se ha enfocado en reducir esta brecha con criterios de calidad y asequibilidad, lo que ha implicado conocer con mayor profundidad la realidad de aquella parte de la población nacional que aún vive sin electricidad. En este contexto surge el Mapa de Vulnerabilidad Energética instrumento de política pública que tiene por objetivo identificar las viviendas sin energía eléctrica en el país. Este instrumento, en complemento a la información del Censo de Población y Vivienda, permite una adecuada focalización de los proyectos de electrificación rural, contribuyendo a una mejor toma de decisiones. El último diagnóstico efectuado el año 2018 indicó que en Chile existen cerca de 25.000 viviendas sin acceso a la energía eléctrica y

otras 5.000 con acceso parcial (con suministro sólo algunas horas al día), lo que a cifras de ese año equivale a una cobertura de electrificación rural del 96,5%.

La relevancia del acceso a la energía es tal que las Naciones Unidas, en su Agenda, 2030 planteó dentro de sus diecisiete Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS) el objetivo 7 “Energía asequible y no contaminante” que aborda específicamente esta problemática. Este objetivo pretende garantizar el acceso a una energía limpia y asequible, clave para el desarrollo de la agricultura, las empresas, las comunicaciones, la educación, la sanidad y el transporte, por lo cual la meta que se estableció al 2030 es “garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos”.

Teniendo en cuenta esta realidad y su importancia, es que la Política Energética Nacional (PEN), documento que marca la ruta en materia energética para el país, estableció como su segundo propósito avanzar hacia el acceso universal y equitativo a servicios energéticos de calidad, para eliminar la pobreza energética en el país y potenciar el desarrollo social y económico de personas y comunidades. Prueba de ello es que se fijó como meta al año 2030 que el 100% de los hogares cuenten con acceso a electricidad de forma permanente, y al 2040 que el 100% de los hogares puedan acceder a energía para satisfacer necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y cocción de alimentos a partir de fuentes de energía limpia de bajas emisiones. Esta meta impuso una exigencia por mejorar los instrumentos de inversión pública disponibles y buscar nuevas estrategias para lograr que todas las viviendas del país cuenten con suministro eléctrico.

1.2 Descripción general de la electrificación rural

Existen distintas vías mediante las cuales se puede abastecer de energía eléctrica a las zonas rurales, ya sea mediante la extensión de la red de distribución eléctrica o mediante la instalación de sistemas de autogeneración, individuales o concentrados, haciendo uso de fuentes renovables, no renovables o híbridas.

En lo que respecta a las extensiones de la red de distribución, el DFL N°4, Ley N°20.018, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), estipula la obligación que tiene una cooperativa o empresa concesionaria de servicio público de distribución de dar servicio a quien lo solicite, sea que el usuario esté dentro de su zona de concesión, o bien se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros, aun en el caso que esto le signifique una rentabilidad privada negativa²; sin embargo esta obligación no es extensible a áreas fuera de su zona de concesión. En estos casos, y particularmente en las

² Según lo señala el artículo 125 de la LGSE. No obstante, de acuerdo con el artículo 126 del mismo cuerpo normativo, la empresa o cooperativa puede exigir a los usuarios aportes de financiamiento reembolsables para la ampliación de capacidad del sistema.

zonas rurales con baja concentración de viviendas, a las concesionarias de servicio público de distribución no les es rentable extender sus redes eléctricas y zonas de concesión, dados los altos costos de inversión, operación y mantención que ello implica.

Por otra parte, la legislación vigente no contempla obligaciones o incentivos suficientes a empresas o cooperativas del rubro eléctrico para que, por iniciativa propia, implementen y operen sistemas de autogeneración fuera de las actuales zonas de concesión³. Esto debido a que los elevados costos de inversión, reinversión, administración, mantención y operación asociados a estas iniciativas implican una alta tarifa de sostenibilidad que, junto a los riesgos de baja recaudación, consumos reducidos y pérdidas de energía en las redes y transformadores, hacen que estas soluciones no sean un negocio atractivo ni sostenible en el tiempo.

Bajo el entendido de que el suministro eléctrico constituye una necesidad básica y que su acceso genera beneficios que son deseados por la sociedad en su conjunto, el Estado cumple un rol subsidiario para proveer de este servicio a las viviendas que no cuentan con suministro o en donde este sea significativamente inferior en términos relativos a los requerimientos normales para una vivienda, respecto del consumo y/o potencia. Lo anterior, con el fin de incentivar a las empresas o cooperativas eléctricas a extender sus redes fuera de sus respectivas zonas de concesión o, alternativamente, para ejecutar iniciativas de inversión pública que implementen soluciones de autogeneración concentradas o individuales.

1.3 Conceptualización de la metodología

La presente metodología es el marco procedimental y técnico para la formulación y evaluación de iniciativas de inversión pública en el ámbito de la electrificación rural, cuyo objetivo es determinar, entre las distintas opciones técnica y económicamente factibles, aquella solución con menor costo social que permita satisfacer el requerimiento energético de la población que será beneficiada por el proyecto.

El enfoque de la metodología consiste en buscar la forma más eficiente para resolver un problema de cobertura, de acuerdo con los estándares vigentes, en lo que respecta a suministro de energía eléctrica en los sectores residenciales rurales, principalmente. Por ello, en lo que respecta a la evaluación de los proyectos, se aplica un tipo de análisis **costo-eficiencia**, bajo el cual se deben identificar, medir y valorar todos los costos sociales de cada alternativa de solución para determinar el proyecto que se debe implementar. Esto dado que se asume que la electrificación de viviendas conlleva importantes beneficios que son

³ Los artículos 199 a 207 de la LGSE establecen los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación; sin embargo, esto aplica únicamente cuando el suministro se realiza bajo una concesión de servicio público de distribución y no aborda los riesgos financieros/operacionales de los sistemas.

deseados por la sociedad, por lo que la política pública vigente ha definido la necesidad de proveer este servicio a los sectores rurales (enfoque de necesidades básicas).

Un proyecto de abastecimiento energético mediante la extensión de redes eléctricas otorga beneficios sociales adicionales respecto a soluciones de autogeneración, como una mayor disponibilidad energética, calidad y seguridad de servicio regulado por ley y fiscalizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), menores costos de conexión a nuevos usuarios y habilitación del territorio para el desarrollo productivo y de servicios públicos, entre otros. Es por ello por lo que, bajo la instrucción de los objetivos de política pública comentados anteriormente, se debe evaluar la conveniencia y factibilidad de implementar este tipo de proyectos como primera alternativa de solución.

Por otra parte, esta metodología también entrega las indicaciones para realizar la evaluación privada de un proyecto, esto es, estimar la ganancia o pérdida de riqueza que obtendría el ente a cargo de proveer y administrar el servicio eléctrico en caso de ejecutar el proyecto. En el caso de un proyecto de extensión de red, el servicio es provisto y administrado por una concesionaria de servicio público de distribución. La evaluación privada tiene por objetivo determinar el impacto que tiene el proyecto sobre la riqueza de la concesionaria, lo cual constituye el beneficio neto (lo que representaría un incentivo a implementar el proyecto) o el perjuicio que pueda causarle (en cuyo caso hay un desincentivo). Entonces, en el segundo caso la evaluación privada permite, una vez determinada la conveniencia social de realizar el proyecto, determinar el monto máximo de subsidio tal forma que se cubra dicha pérdida respecto a la rentabilidad que representa el costo de oportunidad de la concesionaria al invertir en el proyecto.

En el caso de un proyecto de solución(es) de autogeneración el servicio debe ser provisto y administrado por una cooperativa o comité de electricidad, por otro ente privado o bien por el municipio correspondiente y, en este caso, es necesario estimar los costos de inversión a objeto de determinar el presupuesto de la licitación para la ejecución del proyecto; y los costos de reinversiones, administración, operación y mantención a considerar en el modelo de gestión, necesarios para asegurar su sostenibilidad.

1.4 Proceso para la formulación de un proyecto de electrificación rural

Para determinar la mejor alternativa de proyecto de electrificación rural que dé solución a los requerimientos energéticos de la población afectada, y que asegure la eficiencia y eficacia en el uso de los recursos públicos, se deberá aplicar el procedimiento descrito en esta sección.

En primera instancia se debe estimar el menor Costo Anual Equivalente (CAE) social por usuario residencial (vivienda) y no residencial (servicios públicos, actividades productivas, entre otros) que se encuentre dentro del área de influencia del proyecto, de la(s) alternativa(s) de extensión o normalización de la red eléctrica. Para ello, en el caso de un proyecto de extensión de red eléctrica, se debe solicitar un presupuesto a la empresa o

cooperativa distribuidora de electricidad más cercana o aquella que disponga de factibilidad para su ejecución y posterior administración, operación y mantención. Dicho presupuesto debe indicar, de manera desagregada, los ítems de estudios, permisos, derechos y otros gastos necesarios para la ejecución de la obra, diferenciándolos de los costos de redes (postación, conductores, transformadores, ferretería, empalmes y su respectiva mano de obra), pues de esta forma es posible diferenciar claramente qué costos son relativos a los estudios y elaboración de antecedentes técnicos previos a la ejecución de las obras, y cuáles forman parte del costo de las obras como tal. Asimismo, se requiere una estimación de los recursos incrementales involucrados en la operación del proyecto, permitiendo así el cálculo del CAE. Si el CAE social por usuario de la extensión de red o normalización, incluyendo los costos de instalaciones de consumo, trabajos previos y empalmes, es menor o igual al **Valor de Referencia de CAE**⁴, será posible optar por esta alternativa sin la necesidad de incorporar en el análisis las alternativas de autogeneración. Por el contrario, si el CAE social por usuario⁵ supera al Valor de Referencia de CAE, se debe evaluar a nivel de prefactibilidad las distintas alternativas de autogeneración disponibles y factibles en el área. Finalmente, la selección de la mejor alternativa de proyecto de electrificación rural se realizará aplicando un criterio de costo-eficiencia, incluyendo en esta comparación a la extensión de red.

A continuación, la Figura 1 presenta el flujo de decisión para la formulación de un proyecto de electrificación rural. Es importante mencionar que este proceso es iterativo a medida que se avanza en las etapas de la fase de preinversión (perfil, prefactibilidad, factibilidad) del proyecto.

⁴ Los valores de referencia para el CAE social por usuario se encuentran señalados en las Orientaciones generales sector Energía, disponibles en el sitio web del Sistema Nacional de Inversiones, Sector Energía.

⁵ Usuario no se refiere exclusivamente a personas. Ver definición en el glosario en anexo 1.

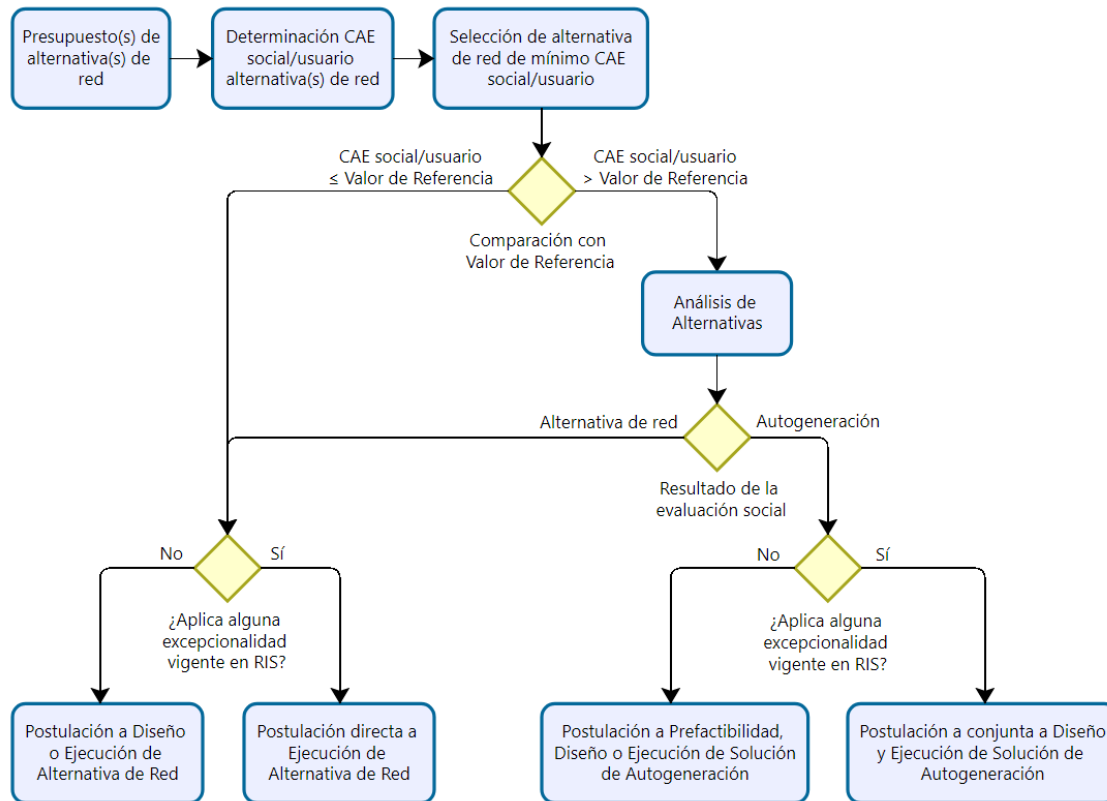


Figura 1. Flujo de decisión para la formulación de un proyecto de electrificación rural.⁶

2 FORMULACIÓN DEL PROYECTO

Un proyecto de electrificación rural debe ser formulado de acuerdo con las indicaciones de la Metodología General y por las especificaciones metodológicas presentadas en esta sección. Además, estas iniciativas deberán considerar, al menos, las siguientes orientaciones:

- Orientaciones generales sector Energía.
- Orientaciones para la incorporación del enfoque de género.

La información necesaria para realizar una correcta formulación dependerá si la solución de abastecimiento energético corresponde a:

⁶ En este diagrama, “excepcionalidad” se refiere a exclusiones, restricciones o autorizaciones transitorias o eventualmente permanentes, que sean relevantes en su contexto. En este caso, podría darse una eventual agilización para realizar en forma conjunta etapas de diseño y ejecución (por ejemplo, ante una emergencia) para proyectos menos complejos.

1. Proyecto de extensión o normalización de redes: Para ello, se deberá contar con los antecedentes mínimos solicitados en los Requisitos de Información Sectorial (RIS) del sector “Energía”, subsector “Distribución y Conexión Final de Usuarios”.
2. Proyecto de sistema(s) de autogeneración: Para ello, se deberá contar con los antecedentes mínimos solicitados en los Requisitos de Información Sectorial (RIS) del sector “Energía”, subsector “Autogeneración”.

Finalmente, todas las indicaciones para la elaboración de proyectos de electrificación rural, esto es: metodología, orientaciones, requisitos de información sectorial, anexos y herramientas de apoyo, se encuentran disponibles en el sitio web del Sistema Nacional de Inversiones, sector Energía.

2.1 Descripción del problema

Se deberá identificar el problema que da origen a la idea de proyecto, el cual deberá formularse como un estado negativo que afecta a una determinada población, y no como la falta de una solución.

En la mayoría de los casos el problema estará relacionado con el insuficiente abastecimiento de energía eléctrica al que tiene acceso una cierta población y que, por lo tanto, no da cumplimiento a estándares de suministro y consumo normales por vivienda, requiriendo de la utilización de sustitutos poco eficientes, como velas, linternas, lámparas (a gas o queroseno), baterías, pilas, generadores a diésel, gasolina o gas, los cuales conllevan altos costos energéticos. Con ello se podrán determinar variados efectos del problema que finalmente impactan negativamente en la calidad de vida de los habitantes de la localidad, dejándolos en condición de pobreza energética dada la baja calidad y/o disponibilidad del suministro energético, la ausencia de este y/o los altos gastos por concepto de adquisición de sustitutos de energía.

En tal caso se deberá describir la situación actual del abastecimiento de energía eléctrica que afecta a la población, tanto en calidad, cantidad y continuidad de suministro, indicando las causas que originan el problema y los efectos negativos que esto provoca en su bienestar y que fundamentan una intervención para subsanarlos.

El problema también se deberá caracterizar por grupos de población afectados, al menos distinguiendo por sexo, y verificar si hay particularidades de estos, o de sus efectos, que tengan un impacto diferenciado entre los grupos de población identificados, en cuyo caso se deberá indagar en las causas de estos efectos diferenciados para tener presente en la instancia de definición de alternativas de solución.

2.2 Diagnóstico de la situación actual

En base al levantamiento y análisis de la información, el objetivo del diagnóstico es identificar, describir y establecer las características y condiciones del área de estudio; la población afectada y su crecimiento proyectado; y la forma de abastecimiento actual de energía eléctrica, según su capacidad (oferta) y demanda esperada en el horizonte de evaluación para determinar la magnitud del problema.

2.2.1 Identificación y descripción del área de estudio

Se deberán presentar todos los antecedentes relevantes que permitan realizar una descripción del área de estudio, correspondiente al espacio geográfico que da contexto a la situación actual. Los antecedentes mínimos que se deben considerar para describir dicha área en el contexto del análisis de una problemática relacionada con la electrificación rural corresponden a los detallados en la Tabla 1⁷.

Tabla 1. Antecedentes requeridos para la identificación y descripción del área de estudio.

Antecedente general	Antecedente específico	Descripción
Caracterización del área	Identificación de la(s) localidad(es)	- Nombre de la(s) localidad(es). - Comuna, provincia y región a la(s) que pertenece(n). - Tipo de localidad(es) rurales: en condición de aislamiento, en zona de rezago u otra calificación especial.
	Características geográficas	- Coordenadas de ubicación de la(s) localidad(es): UTM o geográficas. - Altura sobre el nivel del mar. - Distancia desde el borde costero. - Topografía: características del terreno, como relieve, elevaciones, presencia de valles o quebradas, entre otras. - Vegetación: presencia de árboles, plantaciones forestales y especies protegidas, entre otras.
	Características climáticas	- Tipo de clima: clasificación según Köppen⁸. - Hidrología: características fluviales y pluviales.

⁷ Es conveniente presentar la información en la misma estructura de la tabla.

⁸ Peel, M. C., Finlayson, B. L., & McMahon, T. A. (2007). Updated world map of the Köppen–Geiger climate classification. *Hydrology and Earth System Sciences*, 11(5), 1633–1644. <https://doi.org/10.5194/hess-11-1633-2007>

Antecedente general	Antecedente específico	Descripción
		- Temperaturas: mínima, máxima y medias mensuales.
	Características demográficas y habitacionales	- Número de habitantes, desagregado por sexo. - Tasa de crecimiento anual de la población. - Número de viviendas. - Densidad poblacional en las viviendas. - Tasa de crecimiento anual del número de viviendas. - Caracterización de las viviendas: materialidad y si es de uso permanente o no permanente. - Emplazamiento de las viviendas. <i>La mayor cantidad de información demográfica debe desagregarse por sexo e indicar, de ser posible, la cantidad de hogares con jefas de hogar.</i>
	Conectividad	- Distancia desde la(s) localidad(es) a los asentamientos humanos urbanos más cercanos. - Descripción de rutas de acceso: tipo, longitud, estado, disponibilidad y medio de transporte asociado. - Caminos internos de la(s) localidad(es): tipo, longitud, estado, disponibilidad y medio de transporte asociado. - Canales de comunicación disponibles: cobertura de telefonía, internet y radio.
	Recintos y servicios públicos o privados	- Alumbrado público: tipo de lámparas (LED, SAP o HM), potencia y cantidad de puntos de luz. - Sistemas sanitarios rurales (SSR) existentes. - Servicios y recintos públicos existentes: escuelas[†], postas, retenes, cuarteles de bomberos, centros comunitarios, delegaciones municipales, entre otros. - Servicios y recintos privados existentes: antenas de telecomunicaciones, almacenes, hospedajes, actividades turísticas, sistemas productivos de agricultura, pesca y artesanía, entre otros. <i>† Desagregar por sexo el número de alumnos de la(s) escuela(s).</i>
Sociales y económicos	Antecedentes económico-financieros	- Actividades económicas principales de la localidad: descripción de las actividades, detalle de aquellas con limitaciones en su productividad vinculadas a la energía y las potenciales que podrían desarrollarse si se contara con suministro eléctrico continuo.

Antecedente general	Antecedente específico	Descripción
		- Información socioeconómica de los hogares de la(s) localidad(es).
	Antecedentes socioculturales	- Organizaciones sin fines de lucro activas de la localidad: descripción de las organizaciones, como juntas de vecinos, comité de electrificación, comité de agua potable, comunidad indígena, club deportivo, centro de padres, entre otros. - Organizaciones locales con fines de lucro activas de la localidad: comité de pescadores, asociación de artesanos, entre otros. <i>Desagregar por sexo la mayor cantidad de información disponible, como el número de miembros asociados a las organizaciones.</i>
Recursos energéticos	Red de distribución eléctrica	- Zonas de concesión existentes: distancia desde la(s) localidad(es) y empresa(s) o cooperativa(s) responsable(s) de ella. - Redes existentes: distancia desde la(s) localidad(es), número de fases, tensión (media y/o baja tensión) y responsable(s) del servicio de distribución de energía eléctrica.
	Recurso solar	- Estimación mensual de la radiación solar global media [kWh/m²/día], indicando la orientación, inclinación y georreferenciación del punto evaluado.
	Recurso eólico	- Estimación mensual de la velocidad media del viento [m/s], indicando la altura y georreferenciación del punto evaluado.
	Recurso hídrico	- Estimación mensual del caudal [m³/s], altura de caída del recurso [m] y georreferenciación del punto evaluado.
	Combustibles fósiles	- Disponibilidad actual de acceso a combustibles fósiles (diésel, gasolina, gas) en la(s) localidad(es), evaluando la logística de transporte, proveedores y capacidad de almacenamiento.
	Otros recursos	- Se podrán evaluar otros recursos energéticos disponibles en la(s) localidad(es), los que deberán ser analizados y cuantificados en este apartado, en las unidades correspondientes.

Antecedente general	Antecedente específico	Descripción
Marco regulatorio	Acceso a los recursos energéticos	- Terrenos disponibles para el proyecto: identificación de su propiedad, tanto para los trazados de redes eléctricas como para la instalación de la(s) sistema(s) de autogeneración, en caso de que aplique. - Derechos de agua no consuntivos: identificación, propiedad y limitaciones por caudal(es) ecológico(s). - Bienes Nacionales de Uso Público (BNUP) existentes. - Zonas protegidas: reservas, parques, zonas de interés turístico, entre otros. - Áreas de desarrollo indígena (ADI) existentes. - Identificación de condiciones que impliquen el ingreso o consulta de pertinencia al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental. - Describir cualquier otra situación que pudiera implicar la obtención de autorizaciones sectoriales previas.

Se deberá presentar un plano o croquis que permita la visualización geográfica del área de estudio y su relación con la información requerida en la Tabla 1, en particular respecto de la ubicación de las viviendas, la vialidad, la infraestructura existente, redes de distribución, y recintos públicos y privados, incluyendo sistemas productivos, que demanden suministro de energía eléctrica.

2.2.2 Identificación de la población afectada

El total de los habitantes de la(s) localidad(es) ubicada en el área de estudio caracterizada en la sección 2.2.1 constituye a la población de referencia.

A partir de dicha población de referencia se debe identificar a aquella población afectada por el problema referido al abastecimiento de energía eléctrica. Esta identificación debe considerar la desagregación por grupos relevantes de la población tales como grupos etarios y por sexo, para cuyo caso se deberá analizar si existe un impacto diferenciado del problema y si hay otros factores que profundizan o contribuyen a generar efectos en su calidad de vida.

2.2.3 Demanda actual y proyectada

La demanda se define como el requerimiento que realiza la población afectada sobre un determinado bien o servicio, por unidad de tiempo, que les permite satisfacer una necesidad.

En el caso de un proyecto de electrificación rural, dicha demanda se divide en dos componentes:

- Requerimiento en energía: forma de medir “la cantidad” de consumo de energía eléctrica efectuado durante un periodo específico de tiempo, y es el que normalmente se indica en una facturación de suministro eléctrico. La unidad de medida a emplear para efectos de la formulación del proyecto corresponde al “kilowatt-hora” por mes, en adelante [kWh/mes].
- Requerimiento en potencia: corresponde a “la tasa” con la cual se efectúa el consumo de energía eléctrica en un instante dado, y que es necesario conocer para dimensionar adecuadamente las instalaciones eléctricas (particularmente conductores y sistemas de protecciones). La unidad de medida a emplear para efectos de la formulación del proyecto corresponde al “kilowatt”, en adelante [kW], y en el caso de que la información levantada se encuentre en “kilovolts-ampere” o [kVA], deberá considerar el factor de potencia del consumo para hacer su conversión. Si no se dispone de dicho factor, se sugiere considerar que 1 [kVA] equivale a 0,9 [kW].

Se deberá estimar la demanda actual y proyectada, en sus dos componentes (energía y potencia), proveniente de las viviendas donde reside la población afectada, de recintos y servicios públicos o privados dentro del área de estudio del proyecto, conforme al procedimiento indicado a continuación.

2.2.3.1 Demanda residencial

La demanda eléctrica residencial consiste en los consumos requeridos en las viviendas donde reside la población afectada por el problema (no se debe considerar a la población sin problema, pues esta ya tiene provisión del servicio dentro del estándar). Esta demanda, en sus dos componentes (energía y potencia), debe estimarse por vivienda, y luego determinarse para la totalidad de ellas según las indicaciones de esta sección.

En la situación con proyecto, la demanda residencial aumenta gradualmente en función de los nuevos equipos eléctricos disponibles en las viviendas, lo que depende de diversos factores internos y externos, tales como el nivel de ingresos de la familia, la cercanía a los centros urbanos, la influencia de los medios de comunicación, etc. Este consumo se estabiliza pasado un tiempo, cuando las familias han comprado los equipamientos con los cuales satisfacen sus necesidades, considerando no sólo aquellas más básicas (como aquellas

fisiológicas y de seguridad), sino que también las más elevadas (como de afiliación, reconocimiento y autorrealización)⁹.

Para estimar las demandas residenciales actuales y proyectadas en sus dos componentes, quien formula el proyecto podrá basarse en las demandas residenciales presentes en localidades rurales de características similares a aquella en estudio, y que ya cuenten con electricidad desde por al menos cinco (5) años sin racionamiento, es decir, con consumos estabilizados, o bien en base a consumos de los centros urbanos cercanos u otros estudios sectoriales. Alternativamente, podrá utilizar el método descrito a continuación u otro debidamente justificado.

La demanda de **energía** como promedio mensual por vivienda en el año t ($e_r(t)$), en [kWh/mes], se puede modelar mediante una curva con parámetros A , λ y t_e , conforme a lo indicado en la Ecuación 1.

Ecuación 1: Demanda de energía por vivienda.

$$e_r(t) = A \cdot \underbrace{\left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\lambda}\right)\right)}_{\text{efecto de compra de equipamiento para satisfacer necesidades}} \cdot \underbrace{(1 + T_c)^{t-t_e}}_{\text{efecto de proyección de crecimiento normal de la demanda}}$$

donde:

- t : tiempo transcurrido desde la puesta en marcha del proyecto hasta el horizonte de evaluación, en años.
- $e_r(t)$: demanda de energía eléctrica mensual para una vivienda en el año t , en [kWh/mes].
- A : parámetro asociado la demanda de energía eléctrica estimada para una vivienda al año 5, en [kWh/mes].
- $\exp()$: función exponencial.
- λ : parámetro de ajuste de la curva relacionado con la rapidez con la que se estabiliza la demanda, y cuyo valor sugerido es de $\lambda = 1,67$ [años]. Quien formula el proyecto podrá modificar este valor con la debida justificación.
- t_e : año al que la demanda de energía alcanza el 95% del valor A y a partir del cual la tasa de crecimiento a largo plazo toma mayor relevancia. Para $\lambda = 1,67$ su valor será $t_e = 5$ [años].
- T_c : tasa de crecimiento de la demanda en [%/año]. Quien formula el proyecto podrá utilizar una tasa de crecimiento de la demanda debidamente justificada o aquella utilizada en la planilla de apoyo anexa a la metodología.

⁹ De acuerdo con las necesidades jerarquizadas de A. Maslow en “Una teoría sobre la motivación humana” (1943).

La Figura 2 muestra la demanda de energía proyectada para una vivienda utilizando la expresión de la Ecuación 1, y considerando como parámetros $A = 150$ [kWh/mes], $\lambda = 1,67$ [años], $t_e = 5$ [años], y $T_c = 0,5$ [%/año]:

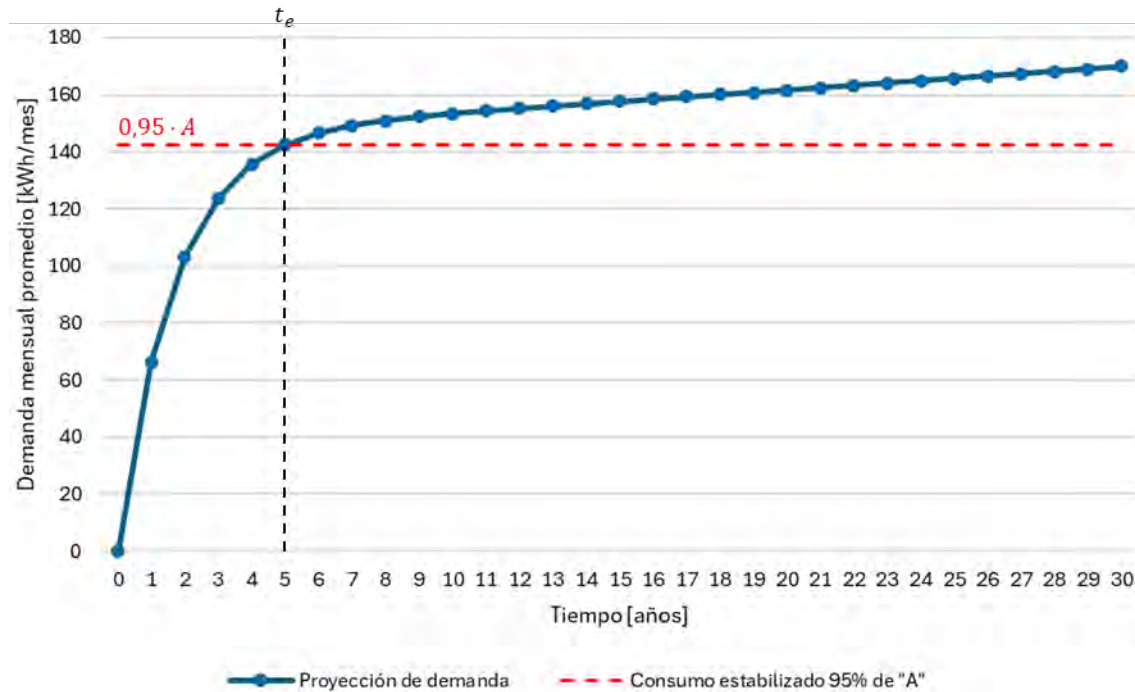


Figura 2. Estimación de la demanda actual y proyectada para una vivienda.

Por otro lado, la demanda de **potencia** por vivienda en el año t ($p_r(t)$), en [kW], podrá considerarse según el estándar mínimo de consumo por vivienda que sea definido por el Ministerio de Energía, o bien, considerando los artefactos presentes en una vivienda tipo, en cuyo caso se deberá considerar la Ecuación 2.

Ecuación 2: Requerimiento de potencia por vivienda.

$$p_r(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 0 \\ F_d \cdot C_T(t) & \text{si } t > 0 \end{cases}$$

donde:

- t : tiempo transcurrido desde la puesta en marcha del proyecto, en años.
- $p_r(t)$: requerimiento de potencia para una vivienda en el año t , en [kW].
- F_d : factor de demanda de potencia, definido en el pliego RIC N°03 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)¹⁰.

¹⁰ El factor de demanda de potencia es un coeficiente que permite estimar la potencia máxima demandada simultáneamente por un conjunto de cargas, a partir de la potencia instalada total. Se utiliza para reflejar que no todas las cargas conectadas operan al mismo tiempo a plena capacidad. El pliego RIC N°03 puede ser descargado desde la página web de la SEC: <https://www.sec.cl/reglamento-de-seguridad-de-las-instalaciones-de-consumo-de-energia-electrica-decreto-08/>

- $C_T(t)$: carga total conectada de la vivienda, correspondiente a la suma de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación de consumo, de acuerdo con lo indicado en el pliego RIC N°03 de la SEC y en las herramientas de apoyo de la metodología, o según lo proponga quien formula la iniciativa con la debida justificación aplicando un método técnicamente validado.

Con todo, tanto el requerimiento de energía como de potencia por vivienda deben cumplir al menos con el estándar mínimo de consumo por vivienda que sea definido por el Ministerio de Energía.

Luego, la demanda de energía y potencia agregada del sector residencial se debe obtener en base al requerimiento individual de las viviendas calculado previamente, la cual se obtendrá al multiplicar el requerimiento unitario de cada vivienda por el número de viviendas, y aplicando el factor de simultaneidad definido en el pliego RIC N°03 de la SEC (F_s) para el caso de la potencia, de acuerdo con la Ecuación 3 y Ecuación 4.

Ecuación 3: Demanda de energía del sector residencial.

$$E_r(t) = e_r(t) \cdot N_v(t)$$

Ecuación 4: Requerimiento de potencia del sector residencial

$$P_r(t) = p_r(t) \cdot F_s \cdot N_v(t)$$

donde:

- $E_r(t)$: demanda de energía mensual total del sector residencial para el año t , en [kWh/mes].
- $P_r(t)$: requerimiento de potencia eléctrica total del sector residencial para el año t , en [kW].
- $N_v(t)$: número de viviendas habitadas existentes en la localidad en el año t .
- F_s : factor de simultaneidad, determinado en base al número de viviendas según lo definido en el pliego RIC N°03 de la SEC.

Por su parte, el número de viviendas tendrá una variación que depende de la tasa de crecimiento de las viviendas, determinada por la Ecuación 5.

Ecuación 5: Cálculo del número de viviendas.

$$N_v(t) = N_v(0) \cdot (1 + T_v)^t$$

donde:

- $N_v(t)$: número de viviendas al año t , la cual debe ser redondeada al entero superior.

- T_v : tasa de crecimiento de viviendas, cuya fuente de información se puede encontrar en las herramientas de apoyo de la metodología.

La tasa de crecimiento de las viviendas se puede determinar mediante la Ecuación 6 en base a información histórica del número de viviendas en las zonas rurales de la comuna o bien de la provincia.

Ecuación 6: Tasa de crecimiento de viviendas.

$$T_v = \sqrt[t_2 - t_1]{\frac{N_v(t_2)}{N_v(t_1)}} - 1$$

donde:

- $N_v(t_1)$: número inicial de viviendas.
- $N_v(t_2)$: número final de viviendas.

La utilización de la ecuación 5 para proyectar el número de viviendas tiene la restricción impuesta por los instrumentos de planificación territorial al indicar el número máximo de divisiones de los terrenos, por lo que la proyección alcanza un valor máximo en un área de análisis determinada, consistente con esa restricción. A partir de ese punto, los valores estimados para el número de vivienda en años posteriores deben ser constante.

2.2.3.2 Demanda de recintos o servicios públicos

La demanda eléctrica de servicios públicos considera los consumos de aquellos servicios existentes y proyectados en el área de estudio. Entre los servicios públicos considerados se encuentran las escuelas, postas, retenes, cuarteles de bomberos, centros comunitarios, delegaciones municipales, servicios sanitarios rurales (SSR), servicio de alumbrado público, entre otros.

Esta demanda, en sus componentes de energía y potencia, debe determinarse de forma individual para cada uno de los servicios públicos existentes y proyectados, considerando las indicaciones del pliego RIC N°03 de la SEC en lo referente al factor de demanda F_d para la demanda de potencia unitaria.

Las demandas pueden determinarse en base a los consumos correspondientes a localidades con suministro de electricidad sin restricciones donde el consumo esté estabilizado, y de las estimaciones realizadas en los proyectos próximos a ejecutar por los municipios u otros organismos públicos para dotar de estos servicios a la localidad. En particular, para el caso del alumbrado público, este no se considera en un eventual proyecto de provisión de energía eléctrica, sin embargo, se debe tenerse en cuenta su demanda de energía y potencia (para

definir si es conveniente incluir) al momento de definir las posibles alternativas de solución, de modo de evitar posibles intervenciones posteriores en su capacidad que puedan resultar más costosas. La estimación se realizará en base a la cantidad de luminarias, su potencia nominal y las horas de encendido diarias promedio, lo cual se obtendrá a partir de un diseño existente en cumplimiento de la normativa vigente. En todo caso, este componente correspondería a un proyecto incremental debidamente fundamentado.

2.2.3.3 Demanda de recintos o servicios privados (actividades productivas)

Es posible considerar la demanda eléctrica, en sus componentes de energía y potencia, para recintos o servicios privados correspondientes a actividades productivas, en cuyo caso podrá incluirse aquellas actividades productivas existentes en el área de estudio y de alcance de cada alternativa de proyecto propuesta, y su crecimiento proyectado. Las actividades productivas consideran antenas de telecomunicaciones, almacenes, hospedajes, actividades turísticas, sistemas productivos de agricultura, pesca y artesanía, entre otras.

En caso de ser consideradas, estas demandas deben determinarse de forma individual para cada una de las actividades productivas existentes y su crecimiento proyectado, teniendo en cuenta las indicaciones del pliego RIC N°03 de la SEC en lo referente al factor de demanda F_d para la demanda de potencia unitaria.

Las demandas pueden obtenerse en base a los consumos equivalentes en localidades con suministro de electricidad sin restricciones donde el consumo esté estabilizado, de los requerimientos de las propias unidades usuarias, o bien, de los diseños específicos existentes para este tipo de consumidores en la(s) localidad(es).

En caso de hallarse otras demandas productivas en el área de estudio, se podrá estimar su demanda de la misma manera y se podrán considerar para efectos de dimensionar la brecha y las eventuales alternativas de solución. Sin embargo, cabe hacer el alcance de que esto no garantiza su inclusión en la demanda atendida en una solución definitiva; como se indica en el capítulo de Evaluación del Proyecto, para ser incorporadas en el diseño del proyecto, deberán someterse a una evaluación económica marginal.

2.2.3.4 Otros usuarios

En caso de incorporar otros usuarios presentes en el área de estudio, no contenidas en las categorías anteriores, se deberá describir detalladamente a qué tipo corresponden y determinar su demanda de forma individual, considerando las indicaciones del pliego RIC N°03 de la SEC en lo referente al factor de demanda F_d para la demanda de potencia unitaria. Para ello, quien formula el proyecto podrá basarse en consumos equivalentes en localidades con suministro de electricidad sin restricciones donde el consumo esté estabilizado,

requerimientos de propios usuarios, diseños específicos existentes para este tipo de consumidores u otra estimación debidamente justificada.

2.2.3.5 Agregación de demanda

Como resultado de la estimación de la demanda, se presentará un cuadro resumen según el formato de la Tabla 2. En ella se debe incluir a la totalidad de los usuarios de la(s) localidad(es), considerando la proyección de consumo estabilizado, y cuyos resultados tendrán un uso diferenciado en caso de considerar proyectos de extensión o normalización de redes, o de autogeneración concentrados (demanda de energía y potencia total), o de autogeneración individuales (demanda de energía y potencia unitaria).

Tabla 2. Requerimientos de energía y potencia de la(s) localidad(es).

Usuario	Energía unitaria (e) [kWh/mes] (a)	Potencia unitaria (p) [kW] (b)	Número de unidades consumidoras (c)	Factor de simultaneidad [†] (d)	Energía total (E) [kWh/mes] (a)*(c)	Potencia total (P) [kW] (b)*(c)*(d)
Residencial				$F_s^{\ddagger}$		
Servicios públicos						
Escuelas				1		
Postas				1		
Retenes				1		
Municipales				1		
Servicio sanitario				1		
Alumbrado público				1		
...						
Actividades productivas						
Comerciales				1		
Pesca				1		
Artesanales				1		
Riego				1		
...						
Otros				1		
TOTAL	-		-	-		

[†] Quien formule el proyecto podrá utilizar otro factor de simultaneidad a los aquí expresados, debidamente justificado.

[‡] Según lo definido en el pliego RIC N°03 de la SEC.

Debe destacarse que los requerimientos anteriores no incluyen las pérdidas propias del sistema de abastecimiento de electricidad. Estas pérdidas deberán ser determinadas e

incorporadas a las alternativas analizadas de proyecto de abastecimiento de energía eléctrica. Por otra parte, los datos de demanda de energía y potencia deberán ser determinados para todo el horizonte de evaluación en los términos antes señalados.

2.2.4 Oferta actual y proyectada

La oferta se define como el conjunto de bienes o servicios provistos y disponibles, por unidad de tiempo, en el área de estudio. En el ámbito de electrificación rural, dicha oferta se divide en dos componentes:

- **Abastecimiento de energía:** cantidad de suministro eléctrico entregado por una planta o unidad de generación durante un periodo específico de tiempo. La unidad de medida a emplear corresponde a [kWh/mes].
- **Potencia disponible:** capacidad máxima de una planta o equipo de generación para producir energía eléctrica en cualquier instante dado. La unidad de medida a emplear corresponde a [kW] o [kVA] según corresponda. La potencia disponible corresponde a:
 - La potencia nominal de cada uno de los medios de abastecimiento energético, si estos corresponden a grupos electrógenos, centrales hidroeléctricas o
 - La máxima potencia que es capaz de entregar el banco de baterías, si estos corresponden a plantas fotovoltaicas o aerogeneradores que dispongan de estos equipos de almacenamiento.

Se deberá identificar y describir la oferta de energía que se encuentra disponible dentro del área de estudio, y cuantificarla según los casos particulares señalados a continuación. En todos los casos la oferta debe considerarse en una situación base optimizada, la que tiene por objetivo evitar la sobre estimación del déficit entre oferta y demanda, y de los beneficios de las alternativas de solución, mediante la identificación de medidas de bajo costo que permitan mejorar la situación actual, en algunos casos reduciendo parcial o totalmente las necesidades de inversión para resolver el problema.

En caso de que los usuarios dispongan actualmente de medios de abastecimiento eléctrico, por ejemplo, pequeños grupos electrógenos, esta medida consistirá en considerar su operación de forma tal que permita contribuir en la solución al déficit identificado. Sin embargo, este tipo de medidas no deberán ser consideradas cuando no permitan la provisión del suministro bajo los estándares definidos por el Ministerio de Energía. Solo deberán considerarse aquellas medidas que puedan mantenerse en el tiempo y permitan provisión, aun siendo parcial, bajo estándares y de forma sostenible.

En caso de que los usuarios no dispongan de ningún medio de abastecimiento energético, se deberá considerar la inversión en adquisición de pequeños grupos electrógenos adecuados para cumplir totalmente con sus requerimientos en energía y potencia. Adicionalmente, deberá considerar la inversión en normalización de sus instalaciones de consumo, en caso de que estas no se encuentren instaladas conforme a los requerimientos definidos en las Normas Técnicas dictadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

2.2.4.1 Oferta residencial

La identificación de la oferta residencial consiste en indicar si las viviendas donde reside la población afectada cuentan actualmente con medios de abastecimiento eléctrico, por ejemplo: pequeños grupos electrógenos, módulos fotovoltaicos y/o baterías, entre otros, describiendo el estado de los equipos, su potencia y/o capacidad de almacenamiento, sus horas de uso, el combustible utilizado (diésel o gasolina) y cualquier otra información relevante que permita caracterizar esta oferta y que permita cuantificarla.

Además, deberá indicar si en dichas viviendas se emplean medios sustitutos, tales como velas, linternas, pilas, etc. Esta información permite conocer la situación base y complementar el diagnóstico (no se deberá cuantificar la oferta de estos medios).

Asimismo, y en línea con ello, deberá cuantificarse la oferta actual y proyectada en sus componentes de potencia y energía, considerando aquellos medios que efectivamente tengan una generación significativa.

2.2.4.2 Oferta en recintos o servicios públicos

La identificación de la oferta en recintos o servicios públicos que se encuentran dentro del área de estudio consiste en indicar si estos cuentan actualmente con medios de abastecimiento eléctrico, por ejemplo: grupos electrógenos, plantas fotovoltaicas, aerogeneradores y/o bancos de baterías, entre otros, describiendo el estado de los equipos, su potencia y/o capacidad de almacenamiento, sus horas de operación, el combustible utilizado (diésel, gasolina o gas), futuras ampliaciones (en caso de estar planificadas) y cualquier otra información relevante que permita caracterizar esta oferta. Si el área de estudio cuenta con servicios de alumbrado público y/o de sistemas sanitarios rurales (SSR) con abastecimiento eléctrico autónomo, estos deberán ser identificados y descritos de la misma manera.

Por último, se deberá indicar de forma cuantitativa la oferta actual y futura sin proyecto, en sus componentes de potencia y energía, de cada uno de los medios de abastecimiento eléctrico identificados y que sean relevantes y estables.

2.2.4.3 Oferta en recintos o servicios privados (actividades productivas)

Se debe identificar y cuantificar la oferta en los recintos o servicios privados que se encuentran dentro del área de estudio, asociadas a las actividades productivas o aquellas que limitan el desarrollo productivo de la población afectada (antenas de telecomunicaciones, almacenes, hospedaje, turismo, sistemas productivos de agricultura, pesca y artesanía, entre otros), indicando si cuentan actualmente con medios de abastecimiento eléctrico, por ejemplo: grupos electrógenos, centrales hidroeléctricas, plantas fotovoltaicas, aerogeneradores y/o bancos de baterías, entre otros. Deberá describir el estado de los equipos, su potencia y/o capacidad de almacenamiento, sus horas de operación, el combustible utilizado (diésel, gasolina o gas), futuras ampliaciones (en caso de estar planificadas) y cualquier otra información relevante que permita caracterizar esta oferta.

Con ello quien formula la iniciativa deberá indicar de forma cuantitativa la oferta actual y proyectada, en sus componentes de energía y potencia, de cada uno de los medios de abastecimiento eléctrico identificados.

2.2.4.4 Oferta en localidades con sistemas de autogeneración concentrados

En caso de que alguna de las localidades que se encuentran dentro del área de estudio disponga de un sistema de autogeneración concentrado, ya sea mediante grupos electrógenos, centrales hidroeléctricas, microrredes, entre otros, se deberán identificar y cuantificar cada uno de ellos, describiendo su estado, su potencia y/o capacidad de almacenamiento, sus horas de operación, el combustible utilizado (diésel, gasolina o gas), futuras ampliaciones (en caso de estar planificadas) y cualquier otra información relevante que permita caracterizar esta oferta.

Con ello, quien formula el proyecto deberá indicar de forma cuantitativa la oferta actual y proyectada, en sus componentes de energía y potencia, de cada uno de los medios de abastecimiento eléctrico identificados.

2.2.4.5 Agregación de oferta

Se deberá presentar un resumen según el formato de la Tabla 3, con los datos promedio mensuales por año de oferta de las distintas fuentes identificadas, para todo el horizonte de evaluación, lo que permitirá su agregación. En ella se debe incluir a la totalidad de las plantas o equipos de generación con sus futuras ampliaciones (en caso de estar planificadas),

incluyendo su factor de planta (fp)¹¹, a partir del cual se podrá determinar la oferta total de energía disponible.

Tabla 3. Abastecimiento de energía y potencia disponible en el área de estudio.

Tipo de oferta	Potencia nominal [kW] (a)	Horas de operación [h/mes] (b)	Factor de planta (c)	Abastecimiento de energía total [kWh/mes] (a)*(b)*(c)	Potencia disponible total [kW] (a)
Actividad productiva 1[†]					
Grupo electrógeno			1		
Microcentral hidroeléctrica			1		
Planta fotovoltaica		8.760	$fp_{FV}^{\ddagger}$		0
Planta fotovoltaica con banco de baterías			1		
Aerogenerador		8.760	$fp_{AE}^{\ddagger}$		0
Aerogenerador con banco de baterías			1		
...			-		
Localidad 1 con sistemas de autogeneración					
Grupo electrógeno			1		
Microcentral hidroeléctrica			1		
Medio de generación 1 en Micro-red			1		
Medio de generación 2 en Micro-red			1		
...					
TOTAL	-	-	-		

[†] Se podrá incluir la oferta en recintos o servicios públicos.

[‡] Quien formule el proyecto podrá considerar factores de planta basados en la operación de plantas fotovoltaicas y parques eólicos presentes en el área de estudio o cercanas a ella, o bien, conforme al procedimiento señalado en las herramientas de apoyo de la metodología.

2.2.5 Déficit anual y proyectado

El déficit corresponde a la diferencia entre la demanda total y la oferta, reflejando los requerimientos por el servicio de la población afectada y otras unidades demandantes. El dimensionamiento de las distintas alternativas de energización se realizará en base a la cuantificación de este **déficit en cantidad** de abastecimiento actual de energía eléctrica, el cual se determinará diferenciadamente dependiendo del tipo de usuario y por el total para el área estudiada.

¹¹ El factor de planta se define como el cociente entre la energía efectivamente generada durante un período determinado y la energía máxima que habría podido generar si hubiese operado a plena capacidad durante todo ese período. Un factor de planta de 1 (o 100%) indica que la planta operó al máximo de su capacidad todo el tiempo.

Para el caso de viviendas y recintos o servicios públicos, este deberá ser descrito y cuantificado identificando aquellas necesidades¹² no satisfechas. Para esto último, y a menos que la población afectada se encuentre en una localidad con un sistema de autogeneración concentrado de suministro parcial, se considerará que el déficit equivale a la demanda, es decir, no se considerará la oferta actual disponible, dado que en la mayoría de los casos esta no cuenta con los estándares mínimos de calidad y seguridad.

Por su parte, si dentro del área de estudio existen recintos o servicios privados, o la población afectada se encuentra en localidades con sistemas de autogeneración concentrados que otorgan suministro parcial, el déficit se cuantificará como la diferencia entre la demanda y la oferta actual y proyectada.

Para lo anterior, se debe presentar un resumen según el formato de la Tabla 4, con los datos promedio mensuales por año para todo el horizonte de evaluación.

Tabla 4. Déficit de energía y potencia en el área de estudio.

Usuario	Energía total demandada [kWh/mes] (a)	Energía total disponible [kWh/mes] (b)	Déficit de energía total [kWh/mes] (a)-(b)	Potencia total demandada [kW] (c)	Potencia total disponible [kW] (d)	Déficit de potencia total [kW] (c)-(d)
Residencial		0			0	
Servicios públicos						
Escuelas		0			0	
Postas		0			0	
Retenes		0			0	
Municipales		0			0	
Servicio sanitario		0			0	
Alumbrado público		0			0	
...						
Actividades productivas						
Comerciales						
Pesca						
Artesanales						
Riego						
...						
Localidad 1 con sistema(s) de autogeneración⁺						
...						
TOTAL						

¹² De acuerdo con las necesidades jerarquizadas de A. Maslow en “Una teoría sobre la motivación humana” (1943).

[†] En este caso, la energía y potencia total demandada corresponde a la total determinada para la localidad, esto es, considerando la suma de la demanda residencial, de recintos y servicios públicos, y de recintos y establecimientos privados (si aplica), según lo determinado en la **sección 2.2.3.5**.

Por último, el **déficit** también puede presentarse en términos de **calidad** del suministro actual de energía eléctrica. En dicha situación, se deberán describir cualitativamente las deficiencias que afectan a la continuidad y condiciones de seguridad del servicio, incluida su infraestructura, que impiden dar cumplimiento al estándar normativo vigente.

En cualquier caso, es importante hacer notar impactos diferenciados por sexo del déficit en caso de identificarse, exponiendo las razones de estas diferencias.

2.3 Identificación de alternativas

En esta fase corresponderá identificar las alternativas que permiten dar solución al déficit en cantidad y/o calidad de abastecimiento de energía eléctrica que enfrenta toda la población afectada o parte de ella.

La(s) primera(s) alternativa(s) por analizar corresponde(n) a la extensión o normalización de la red eléctrica. Siguiendo el proceso establecido para la evaluación de este tipo de proyectos, se deberá estimar el costo anual equivalente (CAE) social por usuario residencial (vivienda) y no residencial (servicios públicos, actividades productivas, entre otros) del proyecto de extensión o normalización de la red. Si este indicador, incluyendo los costos de instalaciones de consumo, trabajos previos y empalmes, es menor o igual al Valor de Referencia del CAE por usuario señalado en las **Orientaciones generales sector Energía**, resulta recomendable optar directamente por una de estas alternativas. Por el contrario, si dicho valor supera al referencial, o bien, la extensión o normalización de la red eléctrica no es factible de implementar, entonces se debe evaluar la factibilidad, en términos técnicos, legales y sociales, de implementar alternativas de autogeneración.

2.3.1 Identificación de alternativas de extensión y normalización de red

Se entenderá por un proyecto de red eléctrica a una infraestructura capaz de distribuir energía eléctrica desde una fuente de abastecimiento hasta los usuarios mediante un sistema de distribución formado por:

- Líneas de media tensión (MT): conjunto de conductores, aisladores y estructuras de apoyo, entre otros accesorios, empleados para transportar energía eléctrica con menores pérdidas y que permite hacer su entrega a usuarios que dispongan de un alto requerimiento en potencia.
- Subestaciones: conjunto de equipos eléctricos que acogen un transformador, destinados, en estos casos, a la transformación de energía eléctrica desde el nivel de media tensión (MT) al nivel de baja tensión (BT).

- Líneas de baja tensión (BT): conjunto de conductores, aisladores y estructuras de apoyo, entre otros accesorios, empleados para transportar y entregar energía eléctrica a los usuarios residenciales, en condiciones adecuadas para su consumo.
- Sistema de protecciones: equipos y dispositivos eléctricos destinados a proteger a la red de fallas que puedan comprometer su integridad.

En estos casos, el servicio de abastecimiento de energía es provisto y administrado generalmente por una empresa o cooperativa de electricidad. En casos particulares, el suministro puede estar administrado por un municipio o comité de electricidad, cuando estas redes son de uso público.

Las alternativas de extensión de red a evaluar pueden considerar distintas condiciones de diseño, ya sea en redes de distribución bifásico o trifásico, es decir, mediante un conjunto de dos (2) o tres (3) conductores por línea de media tensión (MT) y de baja tensión (BT); instaladas en redes aéreas (en postación convencional o con conductor protegido) o en redes subterráneas o soterradas, en toda su extensión, o bien, en aquellos sectores donde se requiera en función de los antecedentes que describen el área de estudio.

Se podrá proyectar también distintas opciones de puntos de conexión y trazados de red, tanto en líneas de media tensión (MT) como de baja tensión (BT), priorizando la utilización de avenidas, calles, caminos y sendas disponibles, considerando el criterio de mínima distancia. Se deberá presentar¹³ al menos un diagrama o plano de ubicación georreferenciando el trazado de la red eléctrica y de todos los usuarios del sistema.

Aquellas alternativas factibles de extensión o de normalización de red deberán someterse al proceso de “Evaluación Social Simplificada”, para determinar cuál de ellas es la más conveniente, sin necesidad de compararlas con alternativas de autogeneración. Particularmente, en caso de que el déficit identificado se presente en términos de calidad del suministro actual de energía que entrega una red pública eléctrica existente, el proyecto podrá consistir en identificar inversiones de bajo costo que permitan solucionar el problema, sin necesidad de compararla con alternativas de extensión de red ni de autogeneración.

Los proyectos de extensión y normalización de la red deben ser diseñados y ejecutados para contribuir con el cumplimiento de los requisitos de calidad de servicio definidos en las Normas Técnicas dictadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), según corresponda. En su mayoría esto corresponderá a lo informado por la empresa o cooperativa eléctrica a la que se haya solicitado la factibilidad, anteproyecto y presupuesto del proyecto.

Adicionalmente, se deberá considerar la inversión en normalización de las instalaciones de consumo de viviendas y de recintos o servicios públicos como parte del proyecto, independiente de su fuente de financiamiento (es parte del proyecto y su costo social), en caso de que estas no se encuentren instaladas conforme a los requerimientos definidos en las Normas Técnicas dictadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

¹³ Dependiendo de la etapa del ciclo de vida en que se encuentre el proyecto, este requerimiento puede ser más exigente. Para mayor especificidad se debe consultar los RIS.

2.3.2 Identificación de alternativas de autogeneración

En caso de que el CAE por usuario supere al Valor Referencial de CAE por usuario, se deberá proceder al análisis de alternativas de autogeneración para dar solución al déficit de abastecimiento actual de energía eléctrica de la población afectada o a parte de ella (por ejemplo, para población postergada por un proyecto de extensión de redes). Al respecto, se pueden considerar alternativas de autogeneración que hagan uso, ya sea de forma independiente o integrada, de distintas tecnologías de generación asociadas a las fuentes energéticas disponibles en el área de estudio, las cuales deberán ser definidas en base a criterios técnicos, legales, sociales y económicos. Estas alternativas deben otorgar una calidad de servicio equivalente entre sí y a la(s) alternativa(s) de extensión o normalización de red para efectos de una comparación directa. Alternativamente, puede aplicarse una corrección por medio de la aplicación de un factor representado mediante un índice de calidad de servicio construido para ser aplicado transversalmente a estos tipos de proyectos, con la respectiva validación institucional y metodológica, y su estandarización formal.

Estas alternativas de electrificación pueden consistir en sistemas de autogeneración individuales, en que cada usuario cuenta con una solución energética (como por ejemplo, sistemas fotovoltaicos o generadores de combustión interna individuales); o concentrados, en que las unidades de generación y almacenamiento se encuentran ubicadas en un terreno específico y que, por consiguiente, disponen de una red eléctrica para distribuir la energía a los usuarios finales (como por ejemplo, centrales hidráulicas, micro-redes híbridas o centrales diésel).

Para cualquiera de estos, se requiere evaluar la disponibilidad de los recursos energéticos, su factibilidad de uso y restricciones asociadas, para lo cual es necesario contar con la información mínima que se detalla a continuación.

2.3.2.1 Inventario de recursos energéticos disponibles

A partir de la descripción de las condiciones locales realizada en la **sección 2.2.1**, se deben identificar aquellos recursos energéticos disponibles en el área de estudio. Para cada uno de los recursos identificados se debe indicar la disponibilidad del recurso. A fines de guiar este proceso, para cada recurso energético se deberá desarrollar un cuadro según el formato de la Tabla 5.

Tabla 5. Inventario de recursos energéticos.

Recurso	<i>Solar, eólico, hidráulico u otro (indicar).</i>
Georreferenciación del punto evaluado	<i>En latitud/longitud o coordenadas UTM.</i>

Condiciones de la evaluación	- Solar: inclinación y orientación (acimut). - Eólico: orientación y altura. - Hidráulica: altura de caída de agua. - Otro: según el tipo de recurso evaluado.											
Disponibilidad mensual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Tipo de magnitud (promedio mensual)*												

*La magnitud depende del recurso evaluado, y se indica a continuación:

- **Solar**, indicar las siguientes:
 - o Radiación global horizontal [kWh/m²/día].
 - o Radiación global en plano inclinado [kWh/m²/día].
- **Eólico**:
 - o Velocidad del viento [m/s], puede ser evaluado a más de una altura.
- **Hidráulica**:
 - o Caudal [m³/s].
- **Otro**:
 - o Según el tipo de recurso (por ejemplo: litros, m³ o kilos de combustible, velocidad de corriente mareomotriz [m/s], potencia de frente de ola [kW/m] y altura significativa [m], entre otros).

2.3.2.2 Factibilidad de uso de los recursos disponibles

Identificados los recursos disponibles, se deberá evaluar la factibilidad de ser utilizados como parte de alguna alternativa de autogeneración. Al respecto, se pueden identificar tres casos, los que deberán indicarse para cada recurso:

- Factible sin restricciones: el recurso evaluado puede ser utilizado y no presenta restricciones en su implementación para cubrir el déficit de cantidad de abastecimiento.
- Factible con restricciones: el recurso evaluado puede ser utilizado, pero presenta restricciones que limitan sus posibilidades para cubrir el déficit de cantidad de abastecimiento. Se deberán indicar las restricciones identificadas en el uso del recurso.
- No factible: el recurso evaluado no es factible de ser utilizado como parte de una alternativa de suministro eléctrico. Se deberán indicar las razones de esta inviabilidad.

Cabe destacar que la factibilidad de utilizar los recursos disponibles es un factor que deberá ser considerado durante todo el proceso de definición de las alternativas y en todas las etapas del ciclo de vida del proyecto. Para determinar la condición de factibilidad, se deberá tener

en consideración la información levantada en la **sección 2.2.1** y los siguientes aspectos mínimos:

i. Factibilidad técnica

Para cada recurso, se deberá identificar la factibilidad técnica que se dispone para su uso. En particular, se deben evaluar al menos los siguientes puntos:

- Existencia de terrenos adecuados, libres de obstáculos y relativamente cercanos a la población afectada para la instalación de una planta de generación. En caso de que existan obstáculos para la generación de energía se deberán identificar posibles acciones correctivas, o bien, señalar las restricciones que estos obstáculos imponen. En el caso de soluciones concentradas, se deberá tener en consideración la existencia de espacios adecuados para la instalación de las redes eléctricas.
- Identificación y selección preliminar de las soluciones tecnológicas que permitan aprovechar los recursos disponibles en consideración de sus mínimos técnicos y de sus eficiencias.
- Viabilidad para la ejecución de las obras asociadas a la tecnología y existencia de vías de comunicación que permitan el traslado del equipamiento para su instalación y posterior operación y mantención.

ii. Factibilidad legal

Determinada la factibilidad técnica de hacer uso del recurso energético evaluado, corresponde analizar la viabilidad legal de aquello, considerando al menos los siguientes factores habilitantes:

- Propiedad del (de los) terreno(s), o la posibilidad de adquirir u obtener autorización para su uso con fines del proyecto. En el caso de sistemas concentrados se deberán considerar asimismo las autorizaciones y servidumbres para establecer las redes eléctricas correspondientes.
- Existencia de autorizaciones para hacer uso del recurso energético, o la posibilidad de contar con ellas (como, por ejemplo, autorizaciones o derechos de agua no consuntivos para la extracción y uso del recurso hídrico).
- Restricciones asociadas a la existencia de zonas o sitios protegidos, áreas de desarrollo indígena, exigencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, limitaciones ambientales (por ejemplo, caudales ecológicos para el caso del recurso hídrico, o restricciones por emisiones de contaminantes), o cualquier otra condición que implique la obtención de autorizaciones o permisos previos.

iii. Factibilidad social

Uno de los aspectos relevantes al momento de evaluar soluciones de autogeneración corresponde a la aceptación que tendrá la población afectada de las tecnologías propuestas, además de la capacidad técnica y operativa instalada en el área de estudio que posibilite la sostenibilidad del proyecto a largo plazo. Para ello, se deberá tener en consideración al menos lo siguiente:

- Existencia de capacidad técnica y operativa instalada en la comunidad y organizaciones presentes en el área de estudio, o intención de una empresa privada o cooperativa para operar y mantener una tecnología de generación asociada al recurso evaluado, y la expectativa de sostenibilidad que ello implica. En caso de no existir capacidad instalada se deberá indicar la factibilidad de generarla.
- La población afectada se encuentra consciente y abierta a aceptar la solución tecnológica asociada al recurso energético. En caso de que no exista esta disposición, se deberá indicar la capacidad de las organizaciones presentes en el área de estudio para difundir y capacitar respecto a la tecnología. Asimismo, se deberán indicar las restricciones que plantea esta población para la instalación de la tecnología específica (por ejemplo, limitaciones respecto a su tamaño o ubicación).

En caso de que alguno de los recursos no cuente con factibilidad técnica, legal o social, esto se deberá indicar explícitamente para descartar la utilización del recurso en cuestión. Por otra parte, en caso de que existan restricciones en la utilización del recurso, esto deberá ser indicado y considerado en el posterior dimensionamiento de las tecnologías.

2.3.2.3 Definición de las tecnologías

i. Predimensionamiento

Identificados aquellos recursos factibles para generar energía eléctrica en el área de estudio y sus restricciones, se deberá realizar un pre-dimensionamiento de las tecnologías asociadas a cada uno de estos recursos. Asimismo, el pre-dimensionamiento deberá ser tal que se abastezca el déficit identificado (asociado a las componentes de energía y potencia) al final del horizonte de evaluación para la población objetivo, incluso en el peor caso (peor mes) de disponibilidad del recurso energético, en consideración de los niveles de pérdidas, eficiencias de los equipos y factores de simultaneidad (F_s) en punta. Para el caso de las energías renovables variables, se deberá considerar la incorporación de almacenamiento.

Este pre-dimensionamiento deberá tener en consideración las restricciones identificadas al analizar la factibilidad de los recursos energéticos, limitando la dimensión o capacidad máxima de las tecnologías consideradas.

Como resultado de este pre-dimensionamiento se obtendrá el tamaño factible de cada una de las tecnologías asociadas a los recursos energéticos, a partir de lo cual se podrán identificar distintas alternativas que hagan uso de estas tecnologías de forma independiente o

integradas en sistemas individuales o concentrados, y que den solución al déficit de cantidad de abastecimiento actual de energía eléctrica de la población objetivo.

ii. Caracterización

Se deberá caracterizar cada una de las alternativas, teniendo en consideración lo siguiente:

- Costos asociados a la tecnología, en términos unitarios, considerando equipamiento, insumos, mano de obra, energía, traslados y costos de operación y mantención. Se deberá indicar el grado de calificación de la mano de obra, el origen de los equipos (nacionales o importados) y de todos los recursos asociados a traslados.
- Emisiones de contaminantes asociadas a la operación de la fuente de generación, la que deberá ser señalada de forma individual por tipo de emisión, y podrá ser consolidada en términos de toneladas de CO₂ equivalente (*tCO₂e*) anuales.

iii. Localización

Se deberá presentar un croquis de ubicación georreferenciando la(s) ubicación(es) propuesta(s) para la tecnología evaluada. Asimismo, se deberá indicar la ubicación de los futuros usuarios y la ubicación referencial de las líneas de distribución, en caso de existir.

2.3.3 Alternativas seleccionadas para evaluación social

En función del procedimiento ya señalado, se obtendrá la factibilidad de cada uno de los recursos analizados (incluyendo la extensión de la red eléctrica), la o las tecnologías asociadas a dicho recurso y su tamaño máximo, información que se debe resumir según el formato de la Tabla 6.

Tabla 6. Resumen de recursos analizados y su factibilidad de implementación.

Recurso	Factible	Tipo	Tecnología(s) asociada(s)	Capacidad máxima instalada [kW]	Restricciones
Red eléctrica 1	Sí/No	(número de fases)	Tipo de instalación de la red (aérea, soterrada, subacuática, de tipo compacto, en conductor protegido u otra)	N/A	Sí (descripción)/No
Red eléctrica 2	Sí/No	(número de fases)	Tipo de instalación de la red (aérea, soterrada, subacuática, de tipo compacto, en conductor protegido u otra)	N/A	Sí (descripción)/No
Recurso 1	Sí/No	Individual o concentrado	Tecnología 1		Sí (descripción)/No
Recurso 1	Sí/No	Individual o concentrado	Tecnología 2		Sí (descripción)/No

Recurso 2	Sí/No	Individual o concentrado	Tecnología 3		Sí (descripción)/No
Recurso 2	Sí/No	Individual o concentrado	Tecnología 4		Sí (descripción)/No
...	...	...	...	...	...
Recurso n	Sí/No	Individual o concentrado	Tecnología m		Sí (descripción)/No

Las tecnologías asociadas a los recursos factibles serán evaluadas económicamente en las siguientes etapas, siendo labor de quien formula la iniciativa la definición de alternativas que den solución al déficit identificado y que hagan uso de estas tecnologías de forma independiente o en distintas combinaciones, pudiendo incluir sistemas de almacenamiento de ser necesario. Las restricciones deben ser debidamente consideradas en la definición de las alternativas y, en algunos casos, podrán significar acciones y costos adicionales que deberán ser incluidos en el análisis.

2.3.4 Identificación de la población objetivo y del área de influencia

Para cada alternativa de solución analizada se deberá determinar su **población objetivo**. Esta corresponde a aquella a la cual la alternativa busca dar solución, por lo tanto, puede llegar a ser el total de la población afectada, en caso de que la alternativa tenga factibilidad de abordar a toda esa población, o parte de ella. En este último caso, la población afectada que no resuelve su problema constituye la población postergada, la que podrá ser eventualmente atendida por otra iniciativa de inversión.

En base a la identificación de la población objetivo, se definirá el **área de influencia**, que es donde la alternativa constituye una solución al problema identificado y en donde se manifiestan sus impactos. Se deberá describir el área de influencia, considerando para ello la actualización de los antecedentes específicos indicados en la Tabla 1 de la **sección 2.2.1**, incluyendo al menos la revisión de aquellos indicados en la Tabla 7.

Tabla 7. Revisión de antecedentes requeridos para la identificación y descripción del área de influencia.

Antecedente general	Antecedente específico
Caracterización del área	Características demográficas y habitacionales
	Conectividad
	Recintos y servicios públicos o privados ¹⁴
Sociales y económicos	Antecedentes económico-financieros
	Antecedentes socioculturales
Marco regulatorio	Acceso a los recursos energéticos

En la medida de lo posible se deberá presentar la desagregación por sexo de las personas beneficiarias de las alternativas propuestas, lo que puede permitir realizar las comparaciones

¹⁴ Se debe incluir actividades productivas que demandan energía y/o que podrían requerir un mayor consumo para explotar un mayor potencial productivo.

de sus efectos en su cobertura para mujeres y hombres.

3 Evaluación social del proyecto (alternativas)

Como se ha indicado anteriormente, la política pública vigente ha definido que los beneficios generados por las iniciativas de electrificación rural son deseados por la sociedad, por lo cual este tipo de iniciativas se evalúa mediante un tipo de análisis **costo-eficiencia**.

Según se indica en el flujo de decisión presentado en la **sección 1.4**, la primera alternativa por evaluar corresponderá a la extensión o normalización de la red eléctrica. En el caso de que, producto de la evaluación social de dicha alternativa, realizada de acuerdo con las **secciones 3.1, 3.3 y 3.4**, resulte que su Costo Anual Equivalente (CAE) social por usuario es menor o igual al Valor de Referencia de CAE por usuario, quien formula la iniciativa no requerirá realizar el análisis de otras alternativas de energización y podrá seleccionar el proyecto de extensión o normalización de la red eléctrica. En caso contrario deberá desarrollarse el análisis de alternativas tanto de extensión o normalización de la red, como de autogeneración, incluyendo para esto último las indicaciones de la **sección 3.2**.

Una vez realizada la evaluación social de las alternativas se deberán seguir los lineamientos de la **sección 3.4** para realizar un análisis de sensibilidad que evalúe la robustez del análisis y determine la necesidad de realizar estudios más profundos a fines de reducir el grado de incertidumbre.

En el caso de que el proyecto considere abastecimiento energético a actividades productivas, ya sea para aquellas en funcionamiento como para las que se puedan considerar como potenciales en el área de estudio, se deberá seguir los lineamientos de la **sección 3.5**.

3.1 Evaluación social de alternativas de red

Para cada alternativa de extensión y normalización de red identificadas y caracterizadas en la **sección 2.3.1** se deberán indicar sus principales beneficios, además de detallar y valorar sus costos a precios sociales, conforme a las indicaciones señaladas a continuación.

3.1.1 Identificación de beneficios

Un proyecto de electrificación rural mediante infraestructura de red eléctrica tiene como principal beneficio la reducción de la pobreza energética dentro de su área de influencia. Lo anterior se puede presentar de la siguiente manera:

- Mejoramiento de las condiciones domésticas: en las viviendas será posible satisfacer las necesidades energéticas de las familias. Esto incluye mejoras en las condiciones de iluminación; conservación, refrigeración y preparación de alimentos; mejoras en la conectividad por el uso de televisor, radio, celulares y computador, entre otros electrodomésticos.
- Ahorro de recursos en energías alternativas: en los casos en que las viviendas y recintos públicos y privados cuenten actualmente con abastecimiento eléctrico

mediante, por ejemplo, grupos electrógenos, plantas fotovoltaicas, aerogeneradores y/o bancos de baterías, entre otros, se considerarán como beneficios del proyecto el ahorro del combustible utilizado (diésel, gasolina o gas), costos de lubricantes y servicios de mantención, así como también el ahorro producto de evitar el reemplazo de los equipos que conforman estos sistemas.

- Reducción de riesgos: asociados a la mejora en la salud de la población gracias a la continuidad del suministro energético para la conservación de alimentos y medicamentos en buen estado; y a la mejora en las condiciones de seguridad de las viviendas al dejar de hacer uso de energéticos con riesgo de incendio o en condiciones de almacenamiento inadecuadas, como puede ser el caso de velas o de combustible para la operación de grupos electrógenos individuales.
- Potencialidades de desarrollo: en concordancia con los objetivos declarados en la **sección 1.1**, el abastecimiento de suministro energético genera condiciones clave para potenciar el desarrollo económico y social de la población objetivo, condiciones que se encuentran limitadas en la situación sin proyecto.
 - Desarrollo económico (productivo y comercial): reducción de pérdidas en la producción por la refrigeración de productos perecibles (lácteos, carnes, mariscos, etc.) y mejoras en las condiciones de su venta, y mejoras en la productividad por cambios en la tecnología (por ejemplo, el uso de bombas para el riego de cultivos o la incorporación de herramientas eléctricas para artesanía), entre otras.
 - Desarrollo social (comunitario y cultural): mejoras en las condiciones de seguridad debido a la instalación de alumbrado público, mejoramiento del funcionamiento de los servicios o establecimientos de uso público, extensión de sus horarios de atención y/o ampliación de los servicios entregados, entre otras.
 - Mayores eficiencias productivas: sustitución de métodos de energización por medio de combustión u otra medida que no permita el desarrollo productivo a plena capacidad, generándose beneficios tanto por la mejor calidad y estabilidad del sistema provisto en el proyecto, que habilita mejores proyecciones de crecimiento de las unidades productivas, como por el ahorro de los recursos para generación por esos medios alternativos.
- Suministro energético más confiable: comparados con alternativas de autogeneración, estos proyectos disponen de una mayor disponibilidad energética, de una calidad y seguridad de servicio regulado por ley y fiscalizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), y menores costos para la conexión de nuevos usuarios. Cabe destacar que, en la mayoría de los casos, una red de distribución soterrada otorga mejores condiciones del servicio, en términos de cantidad y duración de interrupciones de servicio no programadas (cantidad de eventos y duración), que una red de distribución aérea con conductor protegido, la que a su vez otorgará mejores condiciones de servicio que una red de distribución aérea convencional.

Se deberá validar que cada alternativa de extensión y normalización de red dispondrá de los beneficios antes señalados, además de indicar y describir si todas o algunas de estas alternativas generarán otros beneficios adicionales. Todo lo anterior podrá justificarse en

base al diagnóstico realizado en la **sección 2.2**, describiendo al menos las potencialidades de desarrollo productivo y social que se identifican en el área de influencia. Adicionalmente, se deberá verificar si existen posibles diferencias de los beneficios percibidos por sexo en la población beneficiaria.

3.1.2 Identificación, cuantificación y valoración de costos

Es fundamental identificar, cuantificar y valorar todos los recursos económicos utilizados por el proyecto en su ciclo de vida, tanto en la inversión como en aquellos costos asociados a su operación y mantención, tal como se señala en la Metodología General. Sin embargo, también debe analizarse para cada alternativa si se generan costos indirectos o externos, en función de la tecnología seleccionada (por ejemplo, algunas tecnologías de generación pueden producir emisiones de gases contaminantes). Asimismo, debe tenerse en cuenta el mayor consumo de energía eléctrica, que puede cuantificarse en las unidades ya indicadas anteriormente y valorizarse de forma aproximada por medio de las tarifas vigentes que consideran los costos de generación y de transporte, bajo el supuesto de que sus precios, dada la regulación vigente, se aproximan a valores competitivos¹⁵.

3.1.2.1 Costos sociales de inversión (CAPEX social)

Corresponden a todos los costos para la ejecución del proyecto de extensión o de normalización de red, incluyendo empalmes y normalizaciones de instalaciones de consumo, en caso de ser necesario. Se debe valorar el costo de los equipos, insumos, obras civiles, mano de obra (desglosada por su calificación), traslados, levantamiento de información en terreno, realización de estudios previos, asesorías, ingeniería de detalles, compensación de servidumbres, tramitación y obtención de permisos sectoriales, planes de manejo forestal, entre otros.

3.1.2.2 Costos directos de abastecimiento de energía eléctrica (OPEX)

Corresponden a aquellos costos **incrementales** necesarios para el funcionamiento y sostenibilidad del proyecto y que se registran a lo largo de la fase de operación y deben ser proyectados durante el horizonte de evaluación. Estos costos se clasifican en fijos y variables, y para el caso del servicio público de distribución se pueden identificar en:

- Costos de administración: costos fijos, correspondientes a los costos relacionados con actividades de lectura de medidores, facturación, cobranza y otros costos asociados a la atención de clientes.

¹⁵ Se supone que las tarifas reguladas se forman bajo un modelo de empresa eficiente, por ende, su costo marginal de producción sería competitivo.

- Costos de suministro: costos asociados a la producción de energía eléctrica por las unidades generadoras del sistema al que se conecta el proyecto de red eléctrica, ya sea al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) o a un Sistema Mediano (SSMM), y su transmisión (transporte) hasta el punto de consumo de la concesionaria de servicio público de distribución, representados por los precios de nudo de energía y potencia con que se adquiere el suministro.
- Costos de operación y mantención: costos asociados a la distribución de energía eléctrica, que considera:
 - La operación de las instalaciones en forma programada o intempestiva a través de cuadrillas, como requerimientos de maniobras sobre la red, gestión de su centro de operaciones central o zonal, personal técnico y profesional, abastecimiento energético de emergencia mediante grupos electrógenos de respaldo, tareas de inspección y revisiones rutinarias, entre otros.
 - Las mantenciones preventivas, correctivas y de emergencias en instalaciones, que incluyen gestión de la vegetación (poda) adyacente a las redes, reposición de conductores, aisladores y estructuras de apoyo (postes), renovación de subestaciones o transformadores, entre otros.

3.1.2.3 Externalidades negativas

Se deberán identificar, cuantificar y valorizar las principales externalidades asociadas a la producción de energía eléctrica, según las distintas fuentes de generación:

- Costos por emisiones de CO₂e: se deberán identificar, cuantificar en kilos o toneladas de CO₂ equivalente (CO₂e) y valorar según las instrucciones del documento “Precios Sociales” del Sistema Nacional de Inversiones, las emisiones de las distintas fuentes energéticas contaminantes que contribuyen en la generación de energía del sistema al que se conecta el proyecto de red eléctrica, ya sea al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) o a un Sistema Mediano (SSMM).
- Costos por emisiones de contaminantes locales: corresponde principalmente a emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NOx). En caso de que se cuente con los precios sociales de estas emisiones y su fórmula de cálculo en el documento “Precios Sociales” del Sistema Nacional de Inversiones, estas deberán ser identificadas, cuantificadas y valoradas según las instrucciones de dicho documento. Asimismo, es posible recurrir a los estudios de Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES), elaborados por el Ministerio de Medio Ambiente, como fuente de información para los impactos de este tipo de contaminantes cuando estos estudios estén disponibles para el área de estudio y estén vigentes.

3.1.2.4 Efectos Costos indirectos

Se deberán identificar, cuantificar y valorar, en caso de que se detecten, los costos y beneficios indirectos causados por la alternativa analizada sobre otros mercados, ya sea por sustitución, complementariedad o encadenamiento. Aunque es menos probable detectar este tipo de costos y beneficios, que sean relevantes en el análisis de las alternativas de extensión de red, un ejemplo sería la sustitución de un sistema de generación local precario que afecte las actividades de una entidad formal, de esa manera eliminando los excedentes de ese mercado, o a los proveedores de equipos electrógenos y combustibles para la generación eléctrica de la zona donde la extensión de redes reemplazará esas formas de operar.

3.1.3 Evaluación social simplificada

Una vez identificados, cuantificados y valorados los costos de las alternativas de **extensión de red** factibles, quien formula el proyecto podrá analizar la pertinencia de realizar la evaluación social simplificada del proyecto, sin necesidad de incorporar las alternativas de autogeneración en el análisis. Para ello, deberá elaborar los flujos de costos sociales netos de cada una de estas alternativas de extensión de red, conforme a lo presentado en la **sección 3.3.4**, y luego determinar su respectivo **costo anual equivalente (CAE) social por usuario** de acuerdo con el proceso indicado en la **sección 3.3.5**. Aquella iniciativa que presente el menor CAE social por usuario corresponde a la alternativa de extensión de red más conveniente desde el punto de vista técnico económico.

De la misma manera, en caso de disponer solamente de una alternativa de extensión de red; o bien, el proyecto consista en la **normalización de una red eléctrica existente** de propiedad pública, para solucionar problemas asociados a deficiencias en términos de calidad de suministro actual de energía, se deberá determinar su CAE social por usuario.

Luego, dicho indicador deberá ser comparado con el Valor de Referencia que se indique en las **Orientaciones generales sector Energía**. Si de esta comparación resulta que el CAE social por usuario de la alternativa de red es menor o igual al Valor de Referencia, se podrá evitar realizar el análisis con alternativas de autogeneración. Por el contrario, si resulta que su CAE social por usuario es mayor al Valor de Referencia, se deberá evaluar y comparar con alternativas de autogeneración. Para este análisis, quien formula el proyecto podrá utilizar la planilla de **“Análisis de Electrificación Rural”** disponible entre las herramientas de apoyo de la metodología.

3.2 Evaluación social de alternativas de autogeneración

En cada una de las alternativas de autogeneración identificadas y caracterizadas en la **sección 2.3.2**, se deberán indicar sus principales beneficios, además de identificar, cuantificar y valorar sus costos, conforme a las indicaciones señaladas a continuación.

3.2.1 Identificación de beneficios

Se deberán identificar los beneficios de las alternativas analizadas, los que pueden consistir en:

- Mejoramiento de las condiciones domésticas, de forma similar a lo señalado en la **sección 3.1.1**.
- Ahorro de recursos en energías alternativas, de forma similar a lo señalado en la **sección 3.1.1**.
- Reducción de riesgos, de forma similar a lo señalado en la **sección 3.1.1**.
- Potencialidades de desarrollo, de forma similar a lo señalado en la **sección 3.1.1**. Cabe destacar que, en la mayoría de los casos, un sistema de autogeneración individual otorgará menores posibilidades de desarrollo que un sistema de autogeneración concentrado, el que a su vez otorgará menores posibilidades de desarrollo que una alternativa de red. Lo anterior, producto de la mayor disponibilidad de energía y potencia que ofrece la red eléctrica en comparación con los sistemas de autogeneración, además de las limitadas posibilidades de ampliación que permiten los sistemas de autogeneración individuales. Estas limitantes deberán ser identificadas al momento de analizar los beneficios.
- Suministro energético más confiable: comparados con los suministros autogestionados por la población afectada (como velas o grupos electrógenos individuales), estos proyectos proveen una mayor disponibilidad energética, y de una mejor calidad y seguridad de servicio. No obstante, esta disponibilidad, calidad y seguridad de servicio en la mayoría de los casos es menor a la que otorga una alternativa de red.

Se deberá validar que cada alternativa de autogeneración disponga de los beneficios antes señalados, además de indicar y describir si todas o algunas de ellas generarán otros beneficios adicionales. Todo lo anterior podrá justificarse en base al diagnóstico realizado en la **sección 2.2**, describiendo al menos las potencialidades de desarrollo productivo y social identificadas en el área de influencia que se verían afectadas favorablemente. Asimismo, se deberá verificar si existen diferencias eventuales de los beneficios percibidos por sexo en la población beneficiaria.

3.2.2 Identificación, cuantificación y valoración de costos

Corresponden a todos los recursos usados en el proyecto, tanto en la inversión y reinversiones como en aquellos costos asociados a la administración, operación y mantenimiento del proyecto. En primera instancia, corresponde su valoración a precios privados, para luego realizar su corrección a precios sociales.

3.2.2.1 Costos de inversión (CAPEX)

Los costos de inversión corresponden a todos aquellos asociados a la ejecución del proyecto, incluyendo la normalización de instalaciones de consumo, en caso de ser necesario, desde que se toma la decisión de la construcción hasta la puesta en marcha. Se debe valorar el costo de los equipos, materiales, insumos, obras civiles, mano de obra (desglosada por su calificación), traslados, adquisición de terrenos y compensación por servidumbres (si aplica para autogeneración concentrada), levantamiento de información en terreno, realización de estudios previos a la puesta en marcha, asesorías, ingeniería de detalles, tramitación y obtención de permisos sectoriales, capacitaciones, entre otros.

Además, deben incluirse las reinversiones, las que corresponden a las reposiciones de equipos u otros componentes del sistema que tengan una vida útil menor al horizonte de evaluación, considerando el costo de los equipos, insumos, mano de obra (desglosada por su calificación), traslados, entre otros. Dentro de estos costos se puede identificar la reposición de los sistemas de almacenamiento (como banco de baterías) y recambio de grupos electrógenos o equipos electrónicos (como generadores diésel, reguladores de carga o inversores).

3.2.2.2 Costos operacionales de abastecimiento de energía eléctrica (OPEX)

Corresponden a aquellos costos necesarios para el funcionamiento y sostenibilidad del proyecto y que se registran a lo largo de su vida útil y se deben proyectar para el horizonte de evaluación. Se clasifican en costos fijos y variables, y para el caso de los sistemas de autogeneración se pueden identificar:

- Costos de administración: corresponde a los costos asociados a la implementación del modelo de gestión, los que pueden variar dependiendo de la estructura orgánica propuesta (cooperativa, comité, administración municipal, privada, mixta u otra). Deben considerarse como parte de estos costos aquellos asociados a los recursos administrativos, contabilidad, facturación, recaudación, materiales de oficina, entre otros.
- Costos de operación y mantención: costos asociados a la continuidad operacional del sistema de autogeneración, y considera:

- La operación, que corresponde al costo del personal encargado de la operación del o los sistemas, desglosados según su calificación, y costo del insumo energético puesto en el lugar, como en el caso de grupos electrógenos (diésel, gas o gasolina).
- La mantención, que corresponde a costos de repuestos, insumos y técnicos o profesionales encargados, desglosado según su calificación, para realizar las mantenciones correctivas y preventivas del o los sistemas de autogeneración, conforme a los periodos de inspección o supervisión que se hayan definido en el modelo de gestión.

El modelo de gestión de las alternativas de autogeneración debe ser elaborado de acuerdo con las indicaciones que sean señaladas en los anexos de la metodología.

3.2.2.3 Externalidades negativas

Se deberán identificar, cuantificar y valorar las principales externalidades asociadas a la producción de energía eléctrica, según las distintas fuentes de generación:

- Costos por emisiones de CO₂e: de forma similar a lo señalado en la **sección 3.1.2.3**, considerando para ello las emisiones asociadas a las fuentes energéticas consideradas en el sistema de autogeneración, como, por ejemplo, el consumo de combustible por la operación de grupos electrógenos.
- Costos por emisiones de contaminantes locales: de forma similar a lo señalado en la **sección 3.1.2.3**, corresponde principalmente a emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NOx). En caso de que se cuente con los precios sociales de estas emisiones en el documento “Precios Sociales” del Sistema Nacional de Inversiones, estas deberán ser valoradas según las instrucciones de dicho documento; en caso contrario, sólo deberán ser identificadas y cuantificadas. Como se señaló en el caso anterior, se puede recurrir a resultados de estudios de Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES), elaborados por el Ministerio de Medio Ambiente, como fuente de información para los impactos de este tipo de contaminantes cuando estos estudios estén disponibles para el área de estudio y estén vigentes

3.2.2.4 Efectos indirectos

Se deberán identificar, cuantificar y valorar, en caso de que se detecten, los costos y beneficios indirectos causados por la alternativa analizada sobre otros mercados, ya sea por sustitución, complementariedad o encadenamiento. Un ejemplo sería la sustitución de la

provisión de un hidrocarburo para la generación de energía que cubra las necesidades que puede cubrir la energía eléctrica, de esa manera reduciendo los excedentes de ese mercado de hidrocarburos o de un distribuidor.

3.3 Flujos sociales netos

Dado que para este tipo de proyectos se ha determinado la aplicación de un análisis costo–eficiencia, los flujos netos estarán constituidos por todos los costos anuales que corresponda incurrir por la ejecución y operación del proyecto, valorados a precios sociales. Asimismo, dados los lineamientos de la Metodología General, cuando una alternativa difiera en un beneficio respecto de otra (por ejemplo, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero), aquel deberá ser incluido como un “costo negativo” en el flujo de esa alternativa. Igualmente, se deberá considerar de esa manera los valores residuales de todas las alternativas comparadas.

3.3.1 Corrección a precios sociales

En la evaluación económica de proyectos deben usarse precios económicos o sociales, o alternativamente factores de corrección para los precios de mercado, los cuales son publicados anualmente en el **sitio web del Sistema Nacional de Inversiones** en el documento de “**Precios Sociales**”. En términos prácticos, la valorización usando precios sociales a partir de valores a precios de mercado se realiza según lo indicado en la Tabla 8.

Tabla 8. Corrección a precios sociales.

Ítem de costo	Ajuste
Terreno	Sin ajuste de su valor comercial.
Maquinarias, equipos materiales e insumos	Descontar IVA y otros impuestos o subsidios. En caso de ser <u>bienes transables</u> , se deben descontar asimismo el arancel y otros gravámenes aduaneros, y aplicar el factor de corrección de la divisa.
Recursos humanos	Aplicar el factor de corrección de la mano de obra para cada nivel de calificación.
Combustibles	Descontar los impuestos fijos y variables, además del IVA y arancel, y aplicar el factor de corrección de la divisa. Se debe incluir el costo de transporte, almacenamiento y manipulación puesto en el lugar del proyecto.
Otros servicios	Descontar IVA y otros impuestos o subsidios.

Si el proyecto requiere un mayor uso de energía eléctrica, esta podrá valorarse usando los valores de mercado regulado, en la medida en que no exista un precio social publicado, y bajo el supuesto de que la regulación de precios los lleva a una situación muy cercana a la de un equilibrio competitivo. Por otra parte, en caso de que el proyecto demande recursos hídricos adicionales, podrá valorizarse, también ante la falta de un precio social publicado, mediante la estimación del costo marginal de provisión de este recurso por metro cúbico.

3.3.2 Horizonte de evaluación

Los flujos netos deberán estimarse para todo el **horizonte de evaluación**. Para proyectos de extensiones de red, normalizaciones de red y de centrales hidroeléctricas, el horizonte de evaluación será de **30 años**, mientras que, para los otros sistemas de autogeneración, tanto individuales como concentrados, deberá utilizarse un horizonte de **20 años**.

3.3.3 Valor residual

Deberá incluirse el **valor residual** de todos los activos de cada alternativa que aún cuenten con vida útil remanente en el último año del horizonte de evaluación. Este valor se calculará bajo el método contable usando valores corregidos a precios sociales.

En el caso de terrenos, su valor residual debe ser equivalente al considerado en la inversión, ya que cualquier aumento en su plusvalía no es un beneficio atribuible al proyecto de electrificación rural y en caso de ser un reflejo de sus beneficios, no aplica bajo un análisis costo-eficiencia.

3.3.4 Estructura de flujos de costos sociales

A continuación, la Tabla 9 muestra cómo debe considerarse conceptualmente el flujo de costos netos, valorados a precios sociales, lo que permitirá la evaluación económica de cada alternativa de solución.

Tabla 9. Flujo de costos relevantes en la evaluación social.

Año	CAPEX social (a)	OPEX social (b)	Externalidades netas (c)	Costos Indirectos (d)	Valor Residual (e)	Costo social total (a)+(b)-(c)+(d)-(e)
0	$I + TE$	-	-	-	-	$= CS_0$
1	R_1	$O\&M_1$	EX_1	CI_1	-	$= CS_1$
2	R_2	$O\&M_2$	EX_2	CI_2	-	$= CS_2$
...	...	...	...	...	...	...
n	R_n	$O\&M_n$	EX_n	CI_n	$VR + TE$	$= CS_n$

donde,

- n : horizonte de evaluación, en años.
- I : inversión inicial en el año 0.
- TE : uso de nuevos terrenos a partir del año 0.
- R_t : reinversiones en año t, sólo en aquellos años en que corresponda.
- $O\&M_t$: costos directos de abastecimiento de energía eléctrica en año t, que incluye costos de administración, suministro, operación y mantención.
- EX_t : externalidades netas (positivas menos negativas) en el año t.
- CI_t : costos indirectos en el año t.
- VR : valor residual de la inversión, al final del horizonte de evaluación.
- CS_t : costo social total en el año t.

3.3.5 Indicadores para la evaluación de alternativas

En proyectos de electrificación rural, debido a que se aplica un análisis costo-eficiencia, se estimarán los indicadores de costos económicos de Valor Actual de Costos (VAC) y Costo Anual Equivalente (CAE). Asimismo, se usa en la evaluación simplificada, tal como se señala en la **sección 3.1.5**, el indicador costo anual equivalente (CAE) social por usuario.

El CAE social por usuario o CAE/usuario es requerido en los siguientes casos:

- Para definir la necesidad de un análisis de alternativas: cuando se cuente con uno o más presupuestos de extensión de la red, para realizar la comparación correspondiente con el Valor de Referencia. En caso de que el CAE social por usuario sea menor o igual al Valor de Referencia, se podrá evitar realizar el análisis de otras alternativas de energización de acuerdo con las indicaciones de la **sección 3.1.3**.

- Como indicador de decisión: en el caso de que las alternativas de solución beneficien a un número distinto de usuarios, aquella que presente el menor CAE social por usuario es la más conveniente desde el punto de vista técnico económico.

A modo de resumen respecto al uso de los indicadores presentados, la Tabla 10 señala los distintos casos posibles y el criterio de decisión que debe ser utilizado.

Tabla 10. Cuadro de decisión para uso de los distintos indicadores.

Indicador utilizado		Horizonte de evaluación de las alternativas	
		Igual	Distinto
Número de usuarios	Igual	VAC social	CAE social
	Distintos	VAC/usuario	CAE/usuario

3.4 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad reconoce que los valores estimados para las variables de entrada que se han utilizado para llevar a cabo la evaluación del proyecto no son determinísticos y están sometidos a incertidumbre y variabilidad.

Los resultados del proyecto serán más o menos sensibles a las variaciones de uno o más parámetros y eventualmente pueden alterar la determinación de la alternativa más conveniente para ciertos valores de estos.

La relevancia de identificar las variables a las cuales los resultados del proyecto son más sensibles es que permite definir aquellas que puedan requerir un análisis más detallado y ser incorporadas eventualmente en un análisis de riesgo para valorizarlo e identificar medidas de mitigación y su efecto.

Algunas desviaciones de variables que pueden ser incluidas en este análisis son:

- Variaciones de la demanda en sus componentes de energía y potencia.
- Variaciones en los costos de inversión (CAPEX), en cualquiera de sus componentes.
- Variaciones en los costos directos de abastecimiento de energía eléctrica (OPEX), que incluye costos de suministro, administración, operación y mantención.
- Variaciones en los costos de combustible.
- Variaciones en el precio de la divisa.

Para realizar este análisis se deberá identificar las variables comunes a las alternativas de solución que se consideren más relevantes, y probar variaciones positivas y negativas factibles de estas variables para verificar el comportamiento de los indicadores. Como resultado de ello se espera:

- Identificar variables críticas para la alternativa, a las cuales se les debe realizar un análisis más preciso y eventualmente definir medidas de mitigación de sus efectos sobre el proyecto.
- Identificar puntos críticos de cambio de decisión. En caso de aparecer ciertos puntos críticos donde pueda cambiar la conveniencia de una alternativa por otra, ello demandará realizar un análisis más detallado del fenómeno para reducir las incertidumbres de esa variable y validar de manera más fundada la selección de la mejor alternativa.

Este análisis será requerido para los proyectos de extensiones de red, aunque en estos casos se usan presupuestos presentados por una concesionaria, para lo cual se dispone de una herramienta de apoyo de la metodología, publicada en los RIS respectivos, que permite realizar el procedimiento de manera automática siguiendo las instrucciones en ella presentadas.

Para el caso de alternativas de autogeneración ese análisis igualmente es necesario debido a la incertidumbre que revisten las estimaciones de sus parámetros. Para ello se requiere presentar una planilla correctamente vinculada entre sus datos de entrada y variables de resultado. De esa manera, ya sea de forma manual o por medio del uso de alguna herramienta de cálculo, se pueden probar variaciones de las variables de entrada, observar los efectos sobre las variables de resultado y registrar de manera ordenada en tablas estas observaciones para realizar el análisis.

3.5 Evaluación social de extensiones adicionales de red por potenciales productivos

El esquema de evaluación social de proyectos presentado hasta este punto, tanto para proyectos de extensión de red como para proyectos de autogeneración, involucra el análisis de tipo costo-eficiencia para determinar la mejor alternativa de solución para resolver el problema de provisión de energía eléctrica al área de influencia definida en un proyecto base. Ello permite incorporar, bajo el mismo esquema, la demanda de servicios públicos y de emprendimientos productivos cuya demanda haya sido estudiada y dimensionada.

Sin embargo, en ciertas situaciones particulares podría ser conveniente, desde el punto de vista social, extender la red o sistema, con los consiguientes costos de inversión y de operación adicionales, hasta una localización relativamente cercana, fuera del área de influencia del proyecto o alternativa base analizada, con el objeto de proveer de suministro de energía eléctrica a un área de potencial productivo. Al respecto, pueden darse dos situaciones:

- **Instalaciones productivas en funcionamiento:** en caso de no tener provisión eléctrica mediante una red o un sistema de autogeneración existente en la situación base, la instalación productiva en operación debe estar satisfaciendo su demanda actual mediante sistemas de autogeneración propios.
- **Potencialidad de desarrollo productivo:** pueden tenerse estudios bien fundamentados y planes de desarrollar instalaciones productivas en el área indicada, con perspectivas de obtención de beneficios o excedentes económicos u otras contribuciones al desarrollo.

Cabe señalar que la denominación de instalaciones productivas se refiere a aquellas capacidades físicas que son diseñadas con el objeto de producir bienes o productos, o eventualmente a aquellas que permiten la oferta de servicios turísticos.

A continuación se explican los pasos para evaluar marginalmente estas inversiones incrementales al proyecto base, el cual puede ser cualquiera de las posibles alternativas de solución al problema original (sea extensión o normalización de una red o implementación de una alternativa de autogeneración).

3.5.1 Instalaciones productivas en funcionamiento

Para evaluar socialmente este tipo de proyectos se deben identificar, cuantificar y valorizar tanto costos como beneficios incrementales de extender el proyecto base de electrificación rural. En este caso se aplicará un análisis costo-beneficio para analizar la conveniencia de realizar esta inversión incremental.

Este tipo de evaluación requiere de estudios preinversionales adicionales y específicos para el proyecto, por lo que escapa del alcance de esta metodología el desarrollo en detalle de los procedimientos de análisis de mercado y determinación de flujos económicos. Sin embargo, a continuación, se entregan lineamientos generales respecto de los beneficios y los costos por ser incorporados en el estudio.

3.5.1.1 Beneficios incrementales

Se deberán identificar, cuantificar y valorizar los beneficios directos, indirectos y las principales externalidades positivas asociadas a la definición del proyecto incremental. Respecto de los beneficios directos, pueden identificarse al menos los siguientes beneficios potenciales:

- **Liberación de recursos:** considera la sustitución de los medios actuales de abastecimiento de energía eléctrica. Se debe considerar el valor económico de los activos liberados, así como el consumo de cualquier recurso operacional para permitir el suministro de la energía, tales como combustibles, recursos humanos y otros.
- **Aprovechamiento de mayores potenciales:** se refiere a los mayores excedentes económicos de mercado que pueden generarse en caso de que el suministro por medio de extensión de redes permita un mejor desempeño o un mayor aprovechamiento de explotación, siendo que en la situación sin el proyecto incremental se conservase una restricción técnica o económica para aprovechar estos potenciales.

Los beneficios indirectos y externalidades positivas posibles deberán investigarse por medio de los estudios preinversionales específicos. Sin embargo, respecto de las externalidades positivas, se pueden reconocer a priori posibles reducciones de emisiones de gases contaminantes y/o con efecto invernadero, locales y/o globales. Tal como se indica en la sección 3.2.3.1 para este tipo de efectos, pueden cuantificarse las menores emisiones al convertirlas en toneladas de CO₂ equivalente y valorizarlas usando el precio social del carbono

vigente para el caso de contaminantes globales, mientras que para los locales se puede recurrir a los resultados de los AGIES aplicados en el área.

Sea BT_t^I el valor total de los beneficios económicos (sociales) incrementales (considerando los directos, indirectos y externalidades) en el año t . Entonces, el valor actual de los beneficios incrementales respecto del proyecto base es:

$$VAB^I = \sum_{t=0}^n \frac{BT_t^I}{(1+r)^t}$$

Donde:

VAB^I : Valor Actual de los Beneficios incrementales, respecto del proyecto base.

BT_t^I : Beneficios incrementales, respecto del proyecto base, incluyendo externalidades positivas y beneficios indirectos.

r : Tasa social de descuento.

n : Horizonte de evaluación.

Notar que el valor BT_n^I debe considerar el valor residual de las inversiones incrementales respecto del proyecto base.

3.5.1.2 Costos incrementales

Se deberán identificar, cuantificar y valorizar los costos directos, indirectos y las externalidades negativas asociadas al proyecto incremental. Esto implica comparar los costos en la situación “con proyecto” **incremental** respecto de la situación “con proyecto” **base**. Los diferenciales de costos de inversión y operación entre ambas situaciones, valorizados usando precios sociales, corresponden a los costos atribuibles al proyecto “incremental” y deberán considerarse para la evaluación de aquel. La Figura 3 ejemplifica lo anterior.

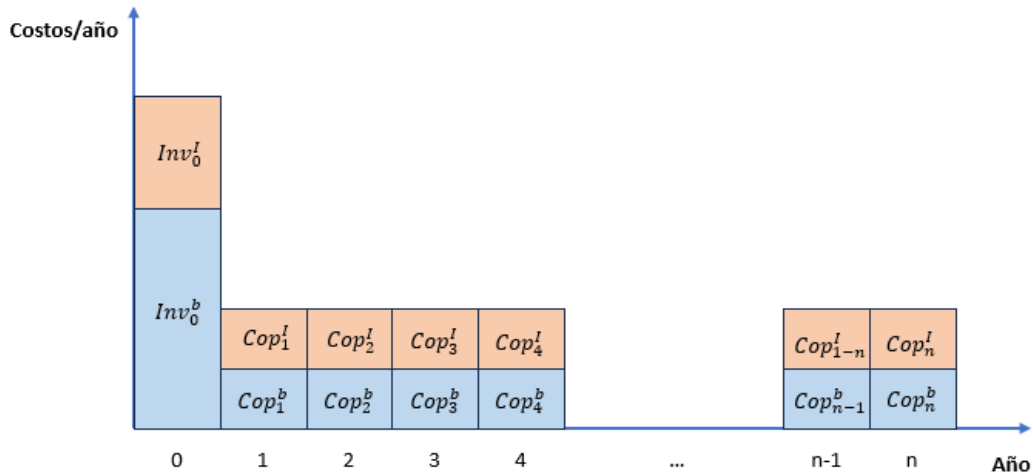


Figura 3. Costos incrementales del proyecto de extensión adicional.

Para efectos de evaluar el proyecto incremental deberá considerarse el valor Inv_0^I como costo relevante de inversión, y los valores anuales Cop_t^I como costos operacionales relevantes. Si estos valores considerasen efectos indirectos negativos y externalidades negativas, entonces, el valor actual de todos los costos incrementales sería:

$$VAC^I = Inv_0^I + \sum_{t=1}^n \frac{Cop_t^I}{(1+r)^t}$$

Donde:

VAC^I : Valor actual de los costos incrementales, respecto del proyecto base.

Inv_0^I : Costos de inversión inicial incremental, respecto del proyecto base, incluyendo costos externos e indirectos.

Cop_t^I : Costos de operación incrementales, respecto del proyecto base, incluyendo externalidades negativas y costos indirectos.

r : Tasa Social de descuento.

n : Horizonte de evaluación.

3.5.1.3 Indicador para evaluación del proyecto incremental

La extensión incremental respecto del proyecto base será conveniente si el valor actual neto (VAN) de los flujos de beneficios netos es mayor que cero, esto es, si:

$$VAN^I = VAB^I - VAC^I > 0$$

En caso contrario, el proyecto deberá reformularse de manera que una optimización permita cumplir con esta condición, o rechazarse, conservando el proyecto base.

3.5.2 Potencialidad de desarrollo productivo

Este caso corresponde a la situación en que no hay una instalación productiva en funcionamiento, pero se espera que el proyecto incremental pudiese, probabilísticamente hablando, habilitar un desarrollo productivo importante. Bajo este esquema, pueden darse dos situaciones:

La **situación esperada favorable** con proyecto es que se concrete la situación estimada con el desarrollo productivo implementado en algún momento del horizonte de evaluación, sujeto a que se hayan realizado las inversiones incrementales respecto del proyecto base. En esta situación, habiéndose realizado inversiones incrementales y ejecutado un aumento parcial de los costos operacionales durante algunos años, a partir de cierto momento, estos podrían aumentar por la incorporación de la nueva instalación productiva a la demanda al sistema, y se generarían también a partir de ese año los beneficios por mayores excedentes económicos de mercado.

Esta situación favorable, para que sea racional su planteamiento, debiera pronosticar un valor más alto que la situación con solo el proyecto base. Es decir, que esta situación sería conveniente bajo la misma regla que en el caso anterior, esto es, que el Valor Actual Neto (VAN^I) de los flujos netos incrementales sea positivo. De no esperarse esta condición, no habría planteamiento de esta opción.

La **situación desfavorable** es aquella en que, habiéndose realizado las inversiones incrementales, el desarrollo productivo esperado no se concrete debido a que las condiciones de mercado, técnicas u otras, no se cumplieron. En este caso, el proyecto incremental generaría una pérdida equivalente al valor actual de los costos incrementales (VAC^I).

Como es posible observar, la decisión de realizar o no el proyecto está investida de incertidumbre dada la naturaleza probabilística de la ocurrencia de los escenarios favorable y desfavorable para tomar la opción de que se realice una nueva inversión de desarrollo productivo. Esta posibilidad genera una opción de expansión, cuya ejecución dependerá del comportamiento de variables inciertas (por ejemplo, demanda efectiva, precios de productos, habilitación de terrenos, normativas, etc.). La inversión que hoy se realiza (o se deja preinstalada) puede habilitar dicha posibilidad y debe ser valorada adecuadamente.

Desde el punto de vista financiero, esta situación puede modelarse como una opción de tipo "call" diferida: se incurre hoy en una inversión incremental para adquirir el derecho, pero no la obligación, de ejecutar un proyecto productivo adicional en el futuro, si las condiciones lo justifican.

Esta opción tiene valor por:

- Evitar el costo de rehacer infraestructura en caso de que el desarrollo se concrete (ahorro de costos).
- Reducir el tiempo de implementación futura del desarrollo productivo.
- Capturar beneficios futuros inciertos, con una probabilidad determinada.

Para evaluar este tipo de proyectos incrementales es aplicable el método de opciones reales. En este esquema, en su versión más simplificada, se define el **Valor Esperado de la Opción Real (VOR)** como el valor actual esperado de los flujos netos incrementales bajo incertidumbre:

$$VOR = p * VAN^I + (1 - p) * -VAC^I$$

Donde:

VAN^I : Valor actual neto del flujo de beneficios netos incrementales, respecto del proyecto base, en el escenario favorable.

VAC^I : Valor actual de los costos incrementales, respecto del proyecto base, en el escenario desfavorable¹⁶.

p : Probabilidad de ocurrencia del escenario favorable.

Si **VOR > 0**, se recomienda considerar la inversión incremental como opción real valiosa. De forma equivalente, esta lógica puede expresarse como:

$$VAEO = VAN_{BASE} + VOR$$

Donde:

$VAEO$: Valor Actual de la Estrategia con Opción.

VAN_{BASE} : Valor actual neto del proyecto base.

VOR : Valor esperado de la opción real.

La inversión incremental se justifica si esta estrategia supera al proyecto base en valor presente. Sin embargo, en el contexto de esta metodología en que el análisis del proyecto base es de tipo costo-eficiencia, y se asume que el VAN social es positivo, basta con observar un VOR positivo.

Algunas consideraciones relevantes:

- La estimación de probabilidades p debe basarse en análisis de escenarios, juicio experto o modelación de mercado.
- Las fechas de posible ejercicio de la opción pueden modelarse en distintos años (opción diferida).
- Es clave modelar los flujos incrementales condicionales: la opción solo tiene valor si se ejecuta el desarrollo.

El método presentado podrá aplicarse donde la información de los escenarios y sus resultados se pueda pronosticar sin una elevada complejidad; sin embargo, las consideraciones anteriores dan cuenta de la necesidad de un estudio específico para el proyecto (factibilidad).

¹⁶ Como se señaló antes, los costos operacionales anuales pueden ser menores en caso de no ejecutarse el proyecto de desarrollo productivo que si se ejecuta.

Asimismo, este método se basa en dos estimaciones puntuales que permiten el cálculo de un valor esperado, que finalmente, en la evaluación, es tratado como un valor determinístico. Ello implica una elevada simplificación. Por ello, el enfoque puede enriquecerse con modelos de opciones reales más sofisticados (como el modelo binomial o Black-Scholes), para situaciones de mayor complejidad e incertidumbre. Proporcionalmente, un proyecto con grandes efectos esperados, pero con alta incertidumbre, requerirá de la aplicación de modelos más sofisticados.

Como alternativa a la presentación de dos escenarios y el cálculo del VOR, el modelo de Black-Scholes, que se desarrolló para valorizar opciones sobre activos financieros, puede adaptarse al caso de los proyectos de inversión.

La fórmula de Black-Scholes para valorar una opción de compra **europaea** es la siguiente:

$$C = S * N(d_1) - X * e^{-r_f T} * N(d_2)$$

Donde:

C : Valor de la opción real (valor de la flexibilidad que permite el proyecto incremental)

S : Valor actual de los beneficios esperados del proyecto productivo futuro

X : Inversión requerida para desarrollar el proyecto productivo (inversión incremental respecto del proyecto de electrificación base)

r_f : Tasa libre de riesgo

T : Tiempo en años hasta que deba tomarse la decisión

$N(.)$: Función de distribución acumulada normal estándar

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r_f + \frac{\sigma^2}{2}\right) * T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

Siendo σ la volatilidad de los beneficios netos esperados.

En este esquema S corresponderá al valor actual de los beneficios netos esperados del proyecto incremental en el escenario favorable (esto es, beneficios menos costos operacionales de cada año), X será la inversión inicial incremental que permitiría en el futuro realizar el proyecto de desarrollo productivo y T sería el año en el cual se considera más probable tomar la decisión de realizar el proyecto de desarrollo productivo.

Por otra parte, σ puede estimarse de la desviación estándar de los flujos que se proyecten en el estudio preinversional del proyecto de desarrollo productivo o de la propia variabilidad que estime ese estudio (dependerá de la variabilidad de estimaciones de demanda futura o del precio del bien que generará ese proyecto).

Por último, r_f puede ser obtenida a partir de la tasa que ofrecen los bonos de la entidad emisora de dinero de la nación (Banco Central de Chile), dado que la tasa social de descuento involucra riesgo en su composición.

Todos los anteriores alcances para la aplicación del método hacen notar la necesidad de realizar los estudios preinversionales específicos del proyecto (factibilidad) y contar con prospecciones de mercado, información de carácter técnico y de desarrollo proyectado de la localidad, consideración de las políticas públicas de fomento de actividades productivas, etc.

Adicionalmente puede observarse que el tipo de opción europea requiere de la definición de un momento específico para la toma de decisión del proyecto de desarrollo productivo, lo que es una restricción importante cuando no se tiene claridad respecto de ese momento. En esos casos, se debiera seleccionar un modelo binomial o de opciones americanas (respecto de estos modelos se sugiere consultar bibliografía especializada).

4 Evaluación privada del proyecto

La evaluación privada de proyectos permite determinar la conveniencia de realizar o no un proyecto desde el punto de vista del inversionista. Como ocurre en la generalidad de este tipo de iniciativas los indicadores de rentabilidad privada resultan negativos, por lo que se busca determinar el VAN privado del proyecto para establecer el monto máximo del subsidio con el cual el Estado busca incentivar al inversionista privado para que realice la inversión, por tratarse de un proyecto de interés social en el área de electrificación que ha demostrado su Rentabilidad Social (o se ha supuesto bajo un análisis costo-eficiencia).

En caso de que el resultado de la evaluación social determine que la solución más conveniente desde el punto de vista técnico económico corresponde a un proyecto de **extensión de red**, corresponderá determinar el monto del subsidio a la inversión que será otorgado a la empresa o cooperativa concesionaria de servicio público de distribución que proveerá el servicio eléctrico. Este subsidio será tal que cubra los mayores costos de inversión, operación y mantención que tiene un proyecto de electrificación rural respecto a los reconocidos por la regulación eléctrica y que no son cubiertos por la recaudación mediante tarifas, con el fin de generar las condiciones suficientes para que la concesionaria se involucre en el proyecto.

Asimismo, en caso de que se determine que la solución más conveniente desde el punto de vista técnico económico corresponde a un proyecto de **autogeneración** o de **normalización de un sistema eléctrico de autogeneración existente**, los costos de inversión privados permitirán determinar el presupuesto máximo que se debe disponer para la licitación de las obras, por lo cual no corresponde realizar un cálculo de subsidio; y, exclusivamente en proyectos de **autogeneración**, sus costos de operación y mantención serán la base sobre la cual se definirán los costos que deben ser considerados y cubiertos en el modelo de gestión.

Las indicaciones para identificar y valorar los costos privados de un proyecto de **extensión de red** se detallan en la **sección 4.1**, mientras que las instrucciones para realizar la determinación del subsidio a la inversión se señalan en la **sección 4.2**.

4.1 Evaluación privada en proyectos de extensión de red

El sector de distribución eléctrica corresponde a un monopolio natural regulado, ya que es más eficiente técnica y económicamente que en una determinada zona exista una única empresa proveedora del servicio que abastezca la demanda de la población usuaria. Es por ello que la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) considera un esquema tarifario basado en una empresa modelo o teórica para introducir un elemento de competencia en el sector.

La ley considera la realización de un estudio cuadrienal para la determinación del “Valor Agregado de Distribución” (VAD) a partir del cual la Comisión Nacional de Energía (CNE) define las tarifas que remuneran la actividad de la distribución eléctrica. El VAD corresponde básicamente a la determinación, por Área Típica de Distribución (ATD), de un costo medio que incorpora todos los costos de inversión, administración, operación y mantención que tendría una empresa modelo de distribución operando en dicha área, eficiente en su política de inversiones y gestión, por lo que el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

Las tarifas determinadas a partir del VAD buscan asegurar a una empresa que opere eficientemente la recaudación de la anualidad de la inversión valorada a “Valor Nuevo de Reemplazo” (VNR) y los costos de administración, operación y mantención, con una rentabilidad después de impuestos según una tasa definida en la regulación de acuerdo con el artículo 185 de la LGSE.

En virtud de lo expuesto anteriormente, los ingresos de la cooperativa o empresa de distribución eléctrica provienen no solo de aquellos recaudados de la población usuaria beneficiada por el proyecto, sino también del reconocimiento tarifario de su infraestructura eléctrica completa, que se recauda mediante la facturación a la población usuaria presente en las áreas donde presta el servicio. Dado que estos ingresos son determinados mediante el estudio del VAD, para cubrir los costos en los que debe incurrir una empresa eficiente más una rentabilidad definida, no será necesario identificar ni valorar nuevamente los ingresos privados a efectos del cálculo del subsidio.

4.1.1 Identificación y valoración de costos privados

Los costos privados a considerar serán los incrementales respecto a la situación sin proyecto de la cooperativa o empresa de distribución eléctrica, y corresponden a aquellos en que incurrirá para otorgar el servicio a los nuevos clientes conectados por el proyecto. Dado que los costos eficientes según empresa modelo son reconocidos por la regulación eléctrica y recaudados mediante la aplicación de la tarifa regulada, únicamente es necesario identificar los mayores costos que implica la inversión, operación y mantención de las redes de distribución en sectores rurales respecto a aquellos reconocidos por la regulación.

4.1.1.1 Costos de inversión (CAPEX)

De acuerdo con lo señalado en la **sección** ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., corresponde a todos los costos de inversión para la ejecución del proyecto de extensión de redes, incluyendo empalmes, pero sin incluir en este caso la normalización de las instalaciones de consumo u otros trabajos previos que no correspondan a infraestructura que forme parte

de la red de distribución de la concesionaria. Se hace necesario distinguir los siguientes costos asociados a la inversión:

- Inversión efectiva: corresponde al costo de ejecutar la infraestructura eléctrica asociada al proyecto, cuya valoración provendrá del presupuesto emitido por la cooperativa o empresa de distribución eléctrica, o a partir de aquellos determinados en la etapa de diseño del proyecto, en caso de haber realizado dicha etapa. Deben considerarse como parte de estos costos a aquellos correspondientes a la compensación de servidumbres, tramitación y obtención de permisos sectoriales, planes de manejo forestal, entre otros en los que sea necesario incurrir para la correcta ejecución de las obras.
- Inversión reconocida: corresponde a la valoración según su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la infraestructura eléctrica asociada al proyecto, según el Área Típica de Distribución (ATD) correspondiente. Este valor de la inversión es el reconocido y utilizado por la regulación en el proceso de determinación de las tarifas.

Para efectos de dimensionar correctamente los costos de inversión, tanto los presupuestos emitidos por las empresas o cooperativas concesionarias de servicio público de distribución como aquellos determinados en la etapa de diseño deben ser elaborados en base al formato que sea solicitado en los RIS o como anexo a la metodología, en que los distintos componentes de la infraestructura deben estar correctamente identificados según los Códigos Unificados de Disposición Normalizada (CUDN) de la SEC.

4.1.1.2 Costos operacionales de provisión de energía eléctrica (OPEX)

Corresponden a aquellos costos necesarios para el funcionamiento y sostenibilidad del proyecto a lo largo de su vida útil, y deben proyectarse durante el horizonte de evaluación. Se hace necesario distinguir los siguientes costos asociados al abastecimiento de energía eléctrica:

- Costos de administración: en conformidad con lo señalado en la **sección** ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., corresponden a los costos fijos, correspondientes a los costos relacionados con actividades de lectura de medidores, facturación, cobranza y otros costos asociados a la atención de clientes. Dado que estos costos son cubiertos completamente mediante la recaudación por tarifa, no es necesario su valoración a efectos del cálculo del subsidio.
- Costos de operación y mantención efectivos: en conformidad con lo señalado en la **sección** ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., corresponde a los **costos reales** asociados a la distribución de energía eléctrica.
- Costos de operación y mantención reconocidos: corresponde a los **costos eficientes** que tendría una empresa modelo operando en la zona, los cuales corresponden a aquellos reconocidos en la regulación. Estos costos deben ser determinados a partir de los productos generados por el estudio de costos del VAD.

4.2 Determinación del subsidio a la inversión

Para el caso de los proyectos de distribución eléctrica, y en particular los de electrificación rural, dado que las tarifas calculadas a partir de los estudios cuadriennales del VAD recaudan los costos de inversión, administración, operación y mantención basados en una empresa modelo, es que el subsidio a la empresa o cooperativa concesionaria del servicio público de distribución debe cubrir únicamente los mayores costos que implican estos proyectos.

Por su parte, el subsidio asociado a las instalaciones de consumo y otros trabajos previos que no correspondan a infraestructura que forma parte de la red de distribución de la concesionaria será determinado de forma independiente.

4.2.1 Tasa de descuento privada

En reconocimiento del mayor riesgo que presentan los proyectos de electrificación rural respecto de aquellos desarrollados en las redes de distribución eléctrica en sectores urbanos, la tasa de descuento que se debe utilizar para determinar el monto máximo del subsidio estatal corresponderá al límite superior de la indicada en el Artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, más la diferencia a la alza máxima sobre esta tasa, establecida en el Artículo 185 de la LGSE, correspondiente a la cota superior de la banda utilizada en el chequeo de rentabilidad realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

4.2.2 Subsidio a proyectos de extensión de la red

En relación con la **inversión**, los mayores costos corresponden a la diferencia entre los costos efectivos para ejecutar la infraestructura eléctrica y su reconocimiento valorado a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las obras, según lo determinado en la **sección** ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.. Respecto a la **operación y mantención**, los mayores costos corresponden a la diferencia entre los costos efectivos de operar el tramo de la red de distribución y los costos reconocidos y valorados según empresa modelo por la regulación eléctrica, de acuerdo con lo señalado en la **sección** ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

En virtud del reconocimiento de la infraestructura eléctrica en la determinación de las tarifas correspondientes y la recaudación que esta implicará para la empresa concesionaria, el aporte mínimo que deberá realizar esta última se determinará de acuerdo con lo indicado en la Ecuación 7.

Ecuación 7: Aporte mínimo de la cooperativa o empresa de distribución eléctrica.

$$AE_{min} = VNR - \sum_{i=1}^n \frac{(C_i^e - C_i^r)}{(1 + r_p)^i}$$

- AE_{min} : aporte mínimo de la cooperativa o empresa de distribución eléctrica.
- VNR : Valor Nuevo de Reemplazo de la infraestructura eléctrica.
- C_i^e : costos de operación y mantención efectivos del proyecto en el año i .
- C_i^r : costos de operación y mantención reconocidos por la regulación eléctrica en el año i .

- r_p : tasa de descuento privada, determinada de acuerdo con las indicaciones de la **sección 4.2.1**.
- n : horizonte de evaluación, equivalente a 30 años.

El aporte mínimo no podrá ser negativo. Por otro lado, la cooperativa o empresa de distribución eléctrica podrá realizar un aporte mayor al calculado. Por lo tanto, $0 \leq AE_{min} \leq AE$.

De esta forma, el subsidio máximo a entregar a la cooperativa o empresa que proveerá el servicio público de distribución corresponde al obtenido en la Ecuación 8.

Ecuación 8: Subsidio al proyecto de extensión de red.

$$S_{red} = \underbrace{(I_{red} - VNR)}_{\text{sobrecostos en inversión}} + \underbrace{\sum_{i=1}^n \frac{(C_i^e - C_i^r)}{(1 + r_p)^i}}_{\text{sobrecostos en operación y mantención}} - AT$$

$$S_{red} = I_{red} - AE - AT$$

- S_{red} : subsidio al proyecto de extensión de red.
- I_0 : costos de inversión del proyecto.
- VNR : Valor Nuevo de Reemplazo de la infraestructura eléctrica.
- C_i^e : costos de operación y mantención efectivos del proyecto en el año i .
- C_i^r : costos de operación y mantención reconocidos por la regulación eléctrica en el año i .
- AT : aportes de terceros.
- AE : aporte de la cooperativa o empresa de distribución eléctrica.
- r_p : Tasa de descuento privada, determinada de acuerdo con las indicaciones de la **sección 4.2.1**.
- n : horizonte de evaluación, equivalente a 30 años.

El monto del subsidio al proyecto de extensión de red no podrá ser mayor al costo de inversión, es decir, $S_{red} \leq I_{red}$.

Para determinar este monto del subsidio, quien formula el proyecto podrá utilizar la planilla de dispuesta como herramienta de apoyo disponible en la página web del SNI en el Sector Energía.

4.2.3 Subsidio a normalización de las instalaciones de consumo

Las instalaciones eléctricas de consumo u otros trabajos previos, de viviendas y recintos o servicios públicos, tanto para los proyectos de extensión de redes como de autogeneración, podrán ser sujetas a subsidio ya que corresponden a obras necesarias e imprescindibles para

el suministro de energía eléctrica a la población objetivo. El subsidio asociado a estas instalaciones será calculado de acuerdo con la Ecuación 9.

Ecuación 9: Subsidio a la normalización de las instalaciones de consumo.

$$S_{ic} = I_{ic} - AT$$

- S_{ic} : subsidio a la normalización de las instalaciones de consumo y trabajos previos.
- I_{ic} : inversión asociada a la normalización de las instalaciones de consumo y trabajos previos.
- AT : aportes de terceros, incluyendo aquellos aportados por las personas beneficiarias.

El monto del subsidio a las instalaciones de consumo no podrá ser mayor al costo de inversión, es decir, $S_{ic} \leq I_{ic}$.

La normalización de las instalaciones eléctricas de consumo podrá ser licitada por el monto máximo de la inversión correspondiente I_{ic} .

5 Disposiciones Finales

5.1 Conclusiones y recomendaciones

Finalmente, deben indicarse las principales conclusiones del estudio de formulación y evaluación social del proyecto y en forma específica, los desafíos identificados y las recomendaciones que se sugieren, incluyendo al menos:

- Descripción de la situación de abastecimiento actual de energía eléctrica, señalando los problemas en calidad, cantidad y/o continuidad del servicio u otros que afectan a la población objetivo.
- Alternativas de solución factibles sometidas a evaluación social.
- Identificación del proyecto de electrificación seleccionado, sus costos de inversión y su CAE social por usuario.
- Determinación de variables críticas que afectan en mayor medida a la decisión de inversión.
- Monto de subsidio a la inversión requerido, si aplica.
- Efectos del proyecto diferenciados por sexo, en caso de detectarse.

5.2 Anexos y Herramientas de Apoyo

El **sitio web del Sistema Nacional de Inversiones**, sector Energía, dispone de un conjunto de anexos y herramientas de apoyo a la formulación y evaluación que son complementarios a la

presente metodología.

En particular, dicho sitio web dispone de la planilla de **“Análisis de Electrificación Rural”** como una de las herramientas de apoyo a la formulación en la selección de la alternativa de extensión de red más conveniente producto del análisis de evaluación social; para definir si esta debe ser comparada o no con alternativas de autogeneración; y en la determinación del monto máximo de subsidio, producto del análisis de evaluación privada. Sin perjuicio de lo anterior, quien formula el proyecto puede presentar sus propios cálculos debidamente justificados, sin hacer uso de dicha planilla, siempre y cuando el proyecto de electrificación rural haya sido elaborado de acuerdo con las instrucciones señaladas en la presente metodología.

Anexo 1: Glosario

- **Aerogenerador:** unidad de generación de energía eléctrica accionado por el viento.
- **Altura de caída de agua:** diferencia en elevación entre el punto de captación del agua hasta donde se ubicará la turbina. Este valor está directamente relacionado con la energía potencial que puede ser aprovechada para la generación eléctrica.
- **Análisis de sensibilidad:** proceso mediante el cual se examinan los efectos que tienen las variaciones en ciertas variables de costos o beneficios seleccionadas, sobre los indicadores de rentabilidad social o privada del proyecto.
- **Área de estudio:** zona geográfica que da contexto al problema en estudio.
- **Área de influencia:** zona donde el proyecto constituye una solución al problema identificado, la que queda definida principalmente por la ubicación de la población objetivo.
- **ATD:** Área Típica de Distribución, que corresponde a un área geográfica en que los costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red son similares, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.
- **Banco de baterías:** baterías o módulos de batería conectados en serie y/o en paralelo para proporcionar la tensión, corriente y capacidad de almacenamiento requeridas para un sistema de baterías.
- **Beneficiaria/o:** persona natural o jurídica que se verá beneficiada por la implementación del proyecto, y es parte de la población objetivo.
- **CAPEX:** sigla del término en inglés “capital expenditures” o “gastos de capital”, corresponde a las **inversiones** o **reinversiones** que realiza una empresa en activos fijos.
- **Calidad de servicio:** conjuntos de propiedades y estándares propios de la actividad de distribución eléctrica, que constituyen las condiciones bajo las cuales debe desarrollarse la actividad. Consta de tres componentes:
 - **Calidad comercial:** corresponde al servicio comercial y calidad de atención prestada por la cooperativa o empresa distribuidora a sus clientes o usuarios.
 - **Calidad de producto:** permite calificar el producto, entendido como la magnitud, frecuencia y contaminación de la tensión instantánea de suministro, entregado por la cooperativa o empresa distribuidora.
 - **Calidad de suministro:** permite calificar el suministro entregado por la cooperativa o empresa distribuidora y se caracteriza, entre otras, por la frecuencia, profundidad y duración de las interrupciones de suministro.
- **Cantidad de suministro:** magnitud del suministro eléctrico entregado, en sus componentes de energía y potencia.
- **Capacidad de almacenamiento de energía:** cantidad de energía que es capaz de almacenar una batería o banco de baterías, expresada en “kilowatt-hora” (kWh). Usualmente se expresa en su valor nominal informado por el fabricante.
- **Caudal:** flujo de agua superficial que proviene de las precipitaciones pluviométricas, filtraciones y deshielos de las cuencas hidrográficas del sistema de generación. Usualmente se mide en l/s o m³/s.
- **Central hidroeléctrica:** infraestructura que produce energía eléctrica a partir de la energía potencial y/o cinética contenida en una masa de agua. Puede consistir en una central por embalse (que permite regular el caudal a las turbinas) o de pasada (sin embalse, que hace uso del caudal natural para la generación). Además, se pueden

clasificar según su potencia instalada: pico-hidro (menor o igual a 5 kW), micro-hidro (mayor a 5 kW y menor o igual a 300 kW) o mini-hidro (mayor a 300 kW y menor a 20 MW).

- **Ciente:** persona natural o jurídica cuyas instalaciones de consumo reciben el servicio eléctrico otorgado por una cooperativa o empresa de distribución eléctrica.
- **CNE:** Comisión Nacional de Energía.
- **CO2 equivalente:** medida que se utiliza para comparar la huella de carbono de los gases de efecto invernadero. Usualmente se mide en “toneladas de CO2 equivalente” (tCO2e).
- **CUDN:** “Códigos Unificados de Disposición Normalizada” que corresponde a un código por cada tipo de instalación eléctrica definido por la SEC en su sistema de cuentas.
- **Confiabilidad:** es la cualidad que tiene un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, seguridad y calidad de servicio.
- **Contaminantes locales:** sustancia presente en el aire, agua o suelo que genera efectos dependientes de la localización donde se emite y su composición. Los principales emisores de estos contaminantes son el dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y material particulado fino, entre otros.
- **Concesión de servicio público de distribución:** instrumento jurídico mediante el cual el Estado crea derechos e impone obligaciones a una cooperativa o empresa de distribución eléctrica para el desarrollo de la actividad de distribución. Las concesiones podrán ser otorgadas de forma provisional, mediante resolución de la SEC, con el objetivo de realizar estudios de los proyectos para el aprovechamiento de la concesión definitiva; o definitiva, mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, con el objeto de construir, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución.
- **Continuidad de suministro:** capacidad de otorgar un suministro eléctrico de manera ininterrumpida a los usuarios.
- **Cooperativa de distribución:** empresa de distribución constituida de acuerdo con lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N°5, “Ley General de Cooperativas”.
- **Coordenadas geográficas:** sistema de referencia que permite ubicar un punto en la superficie de la Tierra mediante su valor de latitud (norte o sur) y longitud (este u oeste).
- **Coordenadas UTM:** sistema de referencia que permite ubicar un punto en la superficie de la Tierra. Este sistema divide la superficie terrestre en 60 zonas longitudinales (zonas), para las cuales se definen dos valores principales de “Este” (*Easting*) y “Norte” (*Northing*).
- **Demanda eléctrica:** corresponde a la demanda tanto de energía como de potencia.
- **Electrificación rural:** corresponde a las iniciativas y acciones que buscan otorgar suministro eléctrico en zonas rurales, considerando principalmente como beneficiarias/os a consumos residenciales.
- **Empalme:** conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor del cliente a la red de distribución. De esta forma, como los sistemas de autogeneración están aislados de la red de distribución, no cuentan con empalme.
- **Empresa distribuidora:** empresa que opera, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.

- **Empresa concesionaria del servicio público de distribución o concesionaria:** aquella empresa que preste el servicio público de distribución. Se incluye en esta definición a las cooperativas eléctricas que operan como concesionarias de servicio público de distribución.
- **Empresa modelo:** simulación de una empresa eficiente para efectos de cuantificar los costos competitivos de una empresa monopólica.
- **Energía:** capacidad de un sistema para realizar trabajo. En el caso de la energía eléctrica, su unidad de medida más común corresponde al “kilowatt-hora” (kWh).
- **Energía renovable no convencional:** energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales. Estos medios de generación pueden corresponder a aquellos que utilicen como fuentes las energías basadas en biomasa, hidráulicas con potencia máxima inferior a 20 MW, geotermia, solar, eólica, mares u otras definidas por la CNE.
- **Extensión de la red eléctrica:** iniciativa que busca ampliar la infraestructura de distribución existente para abastecer a futuros nuevos clientes.
- **Externalidades:** costos o beneficios que genera el proyecto en otros sectores no relacionados directamente con aquel que interviene directamente el proyecto.
- **Factibilidad técnica de suministro:** proceso en que la empresa distribuidora entrega las condiciones técnicas y económicas al requirente para la conexión de una instalación de consumo de energía eléctrica a la red de distribución.
- **Factor de demanda:** es la razón entre la demanda máxima de la instalación, y la carga total conectada, en un periodo de tiempo dado. Se entenderá como carga total conectada a la suma de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación.
- **Factor de planta:** medida adimensional consistente en la razón entre la energía que genera una central en un período de tiempo y la energía que podría generar si trabajara a plena carga durante el mismo periodo.
- **Factor de potencia (fp):** medida adimensional consistente en la razón entre la potencia activa y la potencia aparente.
- **Factor de simultaneidad (F_s):** es la razón entre la demanda máxima de un conjunto de instalaciones y la suma de las demandas máximas de las instalaciones individuales. Se entenderá por demanda máxima a la mayor de la demanda de una instalación, en unidades de potencia.
- **Fases:** número de conductores activos con tensión y corriente alterna que se utilizan en los sistemas eléctricos. Esta podrá ser de una fase o monofásica (usual en instalaciones residenciales), de dos fases o “bifásica” (común para distribución), y de tres fases o “trifásica” (el más común en distribución eléctrica y en instalaciones industriales y comerciales).
- **Grupo electrógeno:** unidad consistente en un motor de combustión interna unido a un generador para producir energía eléctrica, utilizando para ello combustible como fuente de energía.
- **Instalación de consumo:** instalación eléctrica destinada al uso exclusivo de sus usuarios o propietarias/os.
- **Institución formuladora:** entidad responsable de la formulación, evaluación y entrega de los antecedentes del estudio de preinversión de la iniciativa.
- **Inversor:** equipo de conversión de la energía, cuya finalidad es convertir la tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna (CA).

- **Línea eléctrica:** conjunto de conductores, materiales y accesorios utilizados para transferir electricidad entre dos puntos de la red. Puede estar instalada de forma aérea, subterránea o subacuática.
- **Micro-red:** corresponde a un grupo interconectados de cargas (consumos) y recursos energéticos distribuidos (unidades de generación y almacenamiento), que actúan como un único sistema. Puede encontrarse conectada a la red o aislada de ella, ya sea física o eléctricamente.
- **Modelo de gestión:** esquema o marco de referencia para la administración de una actividad. Éste contiene la descripción de las actividades y responsables que se pondrán en marcha con el fin de organizar los recursos que darán sostenibilidad al proyecto.
- **Módulo o panel fotovoltaico:** conjunto de células solares interconectadas y encapsuladas como un único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Por su parte, una célula solar corresponde al dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- **Nivel de tensión:** magnitud del voltaje utilizado en distribución, el que se clasifica en baja tensión (BT) y media tensión (MT):
 - **Baja tensión:** nivel de tensión en condiciones adecuadas para el consumo de usuarios residenciales. La tensión nominal es de 380 V entre fases, y de 220 V entre fase y neutro.
 - **Media tensión:** también denominada como “alta tensión de distribución”, es el nivel de tensión que se utiliza para transportar la energía eléctrica a mayores distancias y con menores pérdidas, además de que permite hacer su entrega a usuarios que dispongan de un alto requerimiento en potencia. La tensión nominal debe ser mayor a 1 kV y menor o igual a 23 kV.
- **Normalización de la red eléctrica:** iniciativa de inversión que tiene por objeto la regularización de la red eléctrica existente para que ésta cumpla con los reglamentos y normas técnicas vigentes. Para efectos de esta metodología, únicamente podrá ser normalizada una red eléctrica que sea propiedad de algún organismo público.
- **OPEX:** sigla del término en inglés “operational expenditures” o “gastos operativos”, corresponde a los gastos necesarios para el funcionamiento y sostenibilidad del proyecto, y que se registran a lo largo de su horizonte de evaluación. Dependiendo del tipo de proyecto de electrificación rural, estos gastos pueden incluir los de **suministro, administración, operación y mantención**.
- **Planta de generación:** infraestructura compuesta por una o más unidades de generación eléctrica.
- **Población afectada:** aquella que se encuentra afectada por el problema identificado.
- **Población objetivo:** aquella que será beneficiada por el proyecto.
- **Población postergada:** aquella que, estando afectada por el problema identificado, no será beneficiada por el proyecto.
- **Pobreza energética:** situación en la que se encuentra un hogar cuando no cuenta con un acceso equitativo a servicios energéticos de alta calidad para cubrir sus necesidades fundamentales y básicas, que permitan sostener el desarrollo humano y económico de sus miembros.
- **Potencia:** tasa a la cual se consume o genera energía. Para la potencia eléctrica, su unidad de medida más común corresponde al “kilowatt” (kW) o “kilovolt-ampere”

(kVA), dependiendo si cuenta únicamente con cargas resistivas o no, respectivamente.

- **Red de distribución eléctrica:** conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro eléctrico a los usuarios, en media o baja tensión. Según el tipo de instalación, se identifican:
 - **Redes aéreas:** cuyas instalaciones son construidas en forma aérea. Puede ser de distintas características, incluyendo las de tipo **compacto o en conductor protegido**, pudiendo hacer uso de ambas a la vez. En las redes compactas los conductores están separados por espaciadores aislantes con un cable de acero portante, lo que permite que la red utilice menos espacio; mientras que en las de conductor protegido, el conductor es recubierto con un material no completamente aislante, pero que previene al conductor del contacto con objetos extraños.
 - **Redes soterradas o subterráneas:** cuyas instalaciones son construidas en forma subterránea.
- **Radiación solar global:** radiación solar que llega a la Tierra en una superficie de un metro cuadrado en un periodo de un día. Está compuesta por la suma de sus componentes directa, difusa y reflejada, y es medida usualmente en kWh/m²/día. Puede ser determinada de forma horizontal, medida sobre una superficie horizontal a la superficie de la Tierra; o en plano inclinado, medida sobre una superficie inclinada respecto a la superficie de la Tierra.
- **SEC:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- **Seguridad de servicio:** capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, para soportar contingencias (como fallas u otros eventos con efectos en el sistema) y minimizar la pérdida de consumos.
- **Servicio público de distribución:** suministro que efectúa una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.
- **Sistema de almacenamiento:** sistema capaz de transformar la energía eléctrica y almacenarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica u otra), con el objetivo de, mediante un proceso inverso, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico. Dentro de esta categoría se encuentran las baterías de iones de litio o el almacenamiento en hidrógeno, entre otros.
- **Sistema de autogeneración:** unidad o conjunto de unidades de generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que permite otorgar un suministro eléctrico a los usuarios finales y no se encuentra conectado al Sistema Eléctrico Nacional o a algún Sistema Mediano. Se pueden categorizar como:
 - **Individual:** instalación consistente en unidades de generación y almacenamiento para el abastecimiento de una única instalación eléctrica de consumo, sin hacer uso de una red de distribución.
 - **Concentrado:** sistema que cuenta con sus unidades de generación y almacenamiento de forma centralizada, y hace uso de una red de distribución en media y/o baja tensión para entregar el suministro eléctrico a los usuarios.
- **Sistema híbrido:** sistema basado en la operación de unidades que utilizan dos o más fuentes distintas de energía para generar energía eléctrica.
- **Sistema de protecciones:** equipos y dispositivos eléctricos destinados a proteger a la red de fallas que puedan comprometer su integridad.

- **SNI:** Sistema Nacional de Inversiones.
- **Subestaciones:** conjunto de equipos y accesorios que acogen la instalación de un transformador cuya finalidad es transferir energía variando su nivel de tensión. Pueden ser instaladas en postes, a nivel de suelo o subterráneas.
- **Trabajos previos:** obras que deberán ser realizadas en la instalación de consumo, las cuales no son responsabilidad de la cooperativa o empresa distribuidora, y que son necesarias para su posterior conexión de la instalación de consumo a la red de distribución. Estas podrán incluir postes de paso o apoyo, cajas de conexión, escuadras u otros elementos para recibir la conexión.
- **Transformador:** dispositivo eléctrico que transfiere la energía eléctrica a una misma frecuencia, aumentando o disminuyendo su valor de tensión. A efectos de este documento, se entenderá que disminuye la tensión desde el nivel de media tensión (MT) a baja tensión (BT)
- **Suministro eléctrico:** abastecimiento de potencia y energía eléctrica a los usuarios finales.
- **Tarifa de operación:** en sistemas de autogeneración, corresponde a la tarifa cobrada a los usuarios cuya recaudación permite cubrir los costos de operación, mantención y administración del sistema.
- **Tarifa de sostenibilidad:** en sistemas de autogeneración, corresponde a la tarifa cobrada a los usuarios cuya recaudación permite cubrir todos los costos del sistema, incluyendo las reinversiones, operación, mantención y administración.
- **Unidad de generación eléctrica:** equipo que genera energía eléctrica a partir de otra fuente de energía.
- **Usuario:** persona natural o jurídica que hace uso del suministro eléctrico mediante sus instalaciones eléctricas de consumo. No se refiere específicamente a personas naturales en su acepción tradicional, sino que a su función o rol en el sistema como cliente o conexión, por lo que esta definición se vincula esencialmente con edificaciones o unidades de consumo.
- **VAD:** Valor Agregado de Distribución, que corresponde a la determinación de un costo medio por Área Típica de Distribución (ATD) que incorpora todos los costos de inversión, administración, operación y mantención que tendría una empresa modelo operando en dicha área, eficiente en su política de inversiones y en su gestión.
- **VNR:** Valor Nuevo de Reemplazo
- **Velocidad media del viento:** promedio estadístico de los valores instantáneos de la velocidad del viento en un intervalo definido.
- **Zona de concesión:** área geográfica determinada mediante decreto que otorga la concesión de servicio público de distribución, donde la cooperativa o empresa de distribución eléctrica está obligada a dar suministro a quien lo solicite.