



“Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración”

Informe Final



Ministerio de Desarrollo Social y Familia
Subsecretaría de Evaluación Social

Preparado por

roda.e

agosto de 2022

Documento elaborado por Rodaenergía
Para la Subsecretaría de Evaluación Social
Ministerio de Desarrollo Social y Familia
Gobierno de Chile
agosto de 2022

1 Índice

1	Índice	3
1	Objetivo General	11
1.1.	Objetivos Específicos	11
2.	Información detallada de la operación de los proyectos	12
2.1.	Caracterización y análisis de proyectos de autogeneración rural	13
2.1.1.	Análisis de los criterios utilizados en la selección de proyectos de autogeneración	18
2.2.	Diagnostico operacional de proyectos de autogeneración rural	21
2.2.1.	Diagnóstico operacional cualitativo de proyectos de autogeneración rural 23	
2.2.2.	Diagnóstico operacional cuantitativo de proyectos de autogeneración rural 25	
2.3.	Identificación de desviaciones y/o variaciones en el funcionamiento de los sistemas de autogeneración en el tiempo	32
2.3.1.	Determinación de las desviaciones/variaciones u otro funcionamiento de la infraestructura en el tiempo.....	32
2.4.	Aspectos esenciales para el buen funcionamiento de los sistemas instalados	34
2.4.1.	Aspectos esenciales para el buen funcionamiento de los sistemas instalados en mantenimiento	34
2.4.2.	Aspectos esenciales para el buen funcionamiento de los sistemas instalados en la operación	44
2.5.	Identificación de aspectos de mejora en la entrega del servicio y operación de los sistemas.....	47
2.5.1.	Caracterización de la percepción y grado de satisfacción	47
2.5.2.	Contextualización y percepción de actores claves	60
2.5.3.	Fichas de evaluación.....	65
3.	Análisis del marco regulatorio referente a la autogeneración rural	66
3.1.	Contexto general de experiencias nacionales e internacionales respecto a normativa y marco regulatorio de autogeneración rural	66
3.2.	Identificación de aspectos esenciales que debe contener la normativa de autogeneración de energía rural, a partir de la revisión de experiencias nacionales e internacionales.....	69
3.2.1.	Experiencia nacional: El caso chileno	70
3.2.2.	Normativa específica referente a instalaciones de autoconsumo rural....	76
3.2.3.	Análisis de experiencias comparadas	86
3.2.4.	Identificación de aspectos esenciales de la normativa de autogeneración de energía rural	126

3.3. Identificación de vacíos legales del marco regulatorio de autogeneración de energía eléctrica para el sector rural por tipos de autogeneración (fotovoltaico, eólico y micro central).....	137
3.3.1. Ausencia de ley o marco regulatorio general para proyectos de electrificación rural	137
3.3.2. Políticas públicas de electrificación rural no son vinculantes	139
3.3.3. Falta de institucionalidad específica para autogeneración rural	139
3.3.4. Autogeneración a través de micro centrales hidroeléctricas y de instalaciones eólicas no cuenta con regulación específica	140
3.3.5. Falta de metodología de tarificación para proyectos de autogeneración rural	140
3.3.6. Falta de regulación específica en torno al sistema de permisos y titularidad específica aplicable a proyectos de autogeneración rural	141
3.3.7. Determinación de ingresos para la electrificación rural y asignación de estos a nivel normativo	141
3.3.8. Determinación de entidad a cargo de la operación y mantenimiento ...	142
3.3.9. Otros vacíos normativos: Regulación de compras públicas	142
3.3.10. Síntesis de análisis de vacíos legales en materia de autogeneración rural	142
3.4. Propuesta normativa que garantice la sustentabilidad de los proyectos futuros por tipo de autogeneración	144
3.4.1. Reconocimiento de la electrificación rural a nivel normativo	145
3.4.2. Elementos de una normativa para la electrificación rural	147
3.4.3. Agregaciones y modificaciones a la normativa vigente	163
3.4.4. Otros elementos a considerar	164
3.4.5. Tabla resumen propuesta normativa	165
3.4.6. Balance de la propuesta normativa	168
3.5. Identificación de necesidades de cambios/modificaciones en el sistema de tarifas y/o subsidios por tipo de sistema	172
3.5.1. Revisión de estructuras tarifaras	173
3.5.2. Diagnóstico de tarifas actuales de los proyectos de autogeneración rural bajo análisis	182
3.5.3. Propuestas de modificaciones en el sistema de tarifas y subsidios de los sistemas de autogeneración rural	189
4. Modelo de gestión	192
4.1. Descripción y análisis de los modelos de gestión que aplica a los proyectos seleccionados.....	193
4.1.1. Descripción sobre la operativa de la gestión y administración	193
4.1.2. Análisis de los modelos de gestión	194

4.2.	Identificación de otros factores existentes que facilitan o dificultan la operación y mantención de los sistemas actuales	210
4.2.1.	Lista de aspectos influyentes en el éxito	210
4.2.2.	Recuadro resumen de factores	216
4.3.	Identificación de aspectos de mejora en los modelos actuales	220
4.3.1.	Propuesta de aspectos a mejorar y fortalecer	220
4.4.	Propuesta de los principales factores que deben incluir los modelos de gestión para la operación y/o mantención por tipo de autogeneración	232
4.4.1.	Recopilación de elementos comunes	232
4.4.2.	Propuestas de modelos de gestión	234
4.4.3.	Subsanación de brechas	234
4.4.4.	Propuesta de herramienta de monitoreo de variables de operación	237
4.5.	Determinación de las condiciones que se deben cumplir para el buen funcionamiento de los modelos propuestos	239
4.5.1.	Descripción general	240
4.5.2.	Criterios de severidad y definición de probabilidades	240
4.5.3.	Elaboración de la matriz de riesgos	242
5.	Aspectos por considerar para generar una metodología de formulación y evaluación de proyectos	244
5.1.	Definición de aspectos y/o herramientas metodológicas específicas para la formulación y evaluación social de proyectos	245
5.1.1.	Aspectos positivos y negativos de la metodología y su implicancia en los proyectos	245
5.2.	Propuesta de las características esenciales que debería contener la herramienta metodológica	248
5.2.1.	Propuesta de procedimientos de capacitación a incorporar en la formulación de proyectos a desarrollar por el municipio para el comité y/o empresa administradora	249
5.2.2.	Propuesta de procedimientos de capacitación a incorporar en la formulación de proyectos a desarrollar por el comité para los beneficiarios	251
5.2.3.	Propuesta de procedimientos de mantenimiento a desarrollar por el comité/empresa administradora	252
5.2.4.	Propuesta de procedimientos de seguimiento del municipio al comité/empresa administradora	254
5.3.	Determinar los costos referenciales por tamaño y por cada sistema de autogeneración que apoyan a la valoración de costos de los proyectos que postulan al SNI	255
5.3.1.	Proyectos Solares fotovoltaicos	255
5.3.2.	Proyectos eólicos	257
5.3.3.	Proyectos hidroeléctricos	258

5.3.4. Comparación entre tecnologías	259
6. Conclusiones.....	260
7. Bibliografía	262

Índice de Tablas

Tabla 1: Proyectos de autogeneración seleccionados	13
Tabla 2. Consideraciones para estimación de demanda por vivienda	14
Tabla 3. Valoraciones proyectos de autogeneración.....	20
Tabla 4. Comparativa entre proyectos en relación con la percepción cualitativa	21
Tabla 5. Tiempo de respuesta por proyecto.....	25
Tabla 6. Modalidad de cobro en proyecto Isla Deseriores	31
Tabla 7. Modalidad de cobro en Isla Huapi	31
Tabla 8: Criterio de evaluación para variaciones observadas en el sistema.....	33
Tabla 9. Mantenimiento recomendado para Módulos Fotovoltaicos	36
Tabla 10. Actividades de mantenimiento Inversor/Regulador de carga	37
Tabla 11. Buenas prácticas de mantenimiento para batería	38
Tabla 12. Buenas prácticas de mantenimiento para conexiones del panel	39
Tabla 13. Buenas prácticas de mantenimiento para estructura del panel.....	40
Tabla 14. Buenas prácticas de mantenimiento para Caja de conexiones.....	40
Tabla 15. Buenas prácticas de mantenimiento aplicadas en Colbún	40
Tabla 16. Buenas prácticas de mantenimiento recomendadas y no realizadas	41
Tabla 17. Buenas prácticas de mantenimiento aplicadas por el proyecto	42
Tabla 18. Buenas prácticas de mantenimiento no aplicadas por el proyecto	43
Tabla 19. Niveles de confianza alcanzados en la aplicación de encuestas	47
Tabla 20. Escenario para proyectos con nivel de confianza inferior.....	48
Tabla 21. Principales observaciones obtenidas de las encuestas por sistema	48
Tabla 22. Actores entrevistados por proyecto	60
Tabla 23. Observaciones para la etapa de diseño levantadas en entrevistas	61
Tabla 24. Observaciones para Operación y mantenimiento levantadas en entrevistas	62
Tabla 25. Observaciones para los Modelos de gestión levantadas en entrevistas	63
Tabla 26: Porcentaje de viviendas sin energía sobre el total regional y en área rural, por región	74
Tabla 27: Viviendas sin suministro eléctrico y viviendas con proyectos de electrificación asociados	75
Tabla 28: Sistemas individuales de autogeneración por región y tipo de suministro...	76
Tabla 29: Resumen de marco regulatorio de autogeneración rural a analizar.....	77
Tabla 30: Comparación vías de obtención de permisos en Nigeria	93
Tabla 31: Periodos de garantía de productos.....	118
Tabla 32: Resumen experiencias nacionales e internacionales analizadas.....	121
Tabla 33 Clasificación de aspectos esenciales para marco regulatorio de autogeneración rural	126
Tabla 34 Síntesis de análisis de vacíos normativos en materia de autogeneración rural	143
Tabla 35. Resumen de elementos de la propuesta normativa	165
Tabla 36 Balance respecto de los elementos esenciales identificados	168
Tabla 37 Balance respecto de los vacíos legales identificados	170
Tabla 38 Balance respecto de las brechas identificadas.....	171
Tabla 39 Proyectos de autogeneración rural independientes fotovoltaicos	182
Tabla 40 Proyectos de autogeneración rural hidroeléctricos.....	185

Tabla 41 Proyectos de autogeneración rural eólico-diésel.....	187
Tabla 42 Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Alto Biobío	194
Tabla 43. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Coyhaique	196
Tabla 44. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Corral	198
Tabla 45. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Colbún	200
Tabla 46. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Isla Huapi	203
Tabla 47. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Islas Desertores.....	206
Tabla 48: Resumen general de factores positivos y negativos.....	216
Tabla 49. Brechas identificadas Coyhaique	220
Tabla 50. Brechas identificadas Corral	222
Tabla 51. Brechas identificadas Colbún	224
Tabla 52. Brechas identificadas Alto Biobío	226
Tabla 53. Brechas identificadas Futrono.....	227
Tabla 54. Brechas identificadas Islas Desertores.....	228
Tabla 55. Brechas identificadas Aysén	229
Tabla 56. Propuestas de mejora	230
Tabla 57 Subsanación de brechas propuesta modelo de gestión centrales.....	235
Tabla 58 Subsanación de brechas propuesta de modelos individuales.....	236
Tabla 59. Variables por monitorear	237
Tabla 60. Beneficios de sistema de monitoreo	238
Tabla 61: Clasificación de matriz de riesgos	242
Tabla 62 Proyectos solares fotovoltaicos	256
Tabla 63 Indicadores Sistemas Fotovoltaicos.....	256
Tabla 64. Proyectos eólicos	257
Tabla 65 Indicadores Proyectos eólicos.....	257
Tabla 66 Indicadores proyecto Hidroeléctrico	258

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Gráfico de potencias instaladas por vivienda y referencia recomendada	15
Ilustración 2. Gráfico de energía suministrada por vivienda y referencia recomendada	16
Ilustración 3. Gráfico de costo unitario de inversión por vivienda beneficiaria	17
Ilustración 4. Gráfico de costo unitario de inversión potencia total instalada.....	17
Ilustración 5. Matriz de evaluación criterios de selección.....	19
Ilustración 6. Evaluación cualitativa de los proyectos	23
Ilustración 7. Proyectos y tiempo de respuesta para reposición del servicio.....	24
Ilustración 8. Población beneficiaria actual por proyecto	26
Ilustración 9. Potencia instalada por vivienda en cada proyecto	27
Ilustración 10. Energía generada anual y consumo diario proyectos fotovoltaicos	28
Ilustración 11. Energía generada anual y consumo diario proyectos eólico-diésel.....	29
Ilustración 12. Tecnologías de generación operativa y generación eólica Isla Deserto- res	29
Ilustración 13. Número de beneficiarios y potencia equivalente instalada.....	30
Ilustración 14. Porcentaje de cumplimiento de actividades de mantenimiento y documentación por proyecto	35
Ilustración 15. Nivel de cumplimiento de actividades de mantenimiento en módulos fotovoltaicos	37
Ilustración 16. Nivel de cumplimiento de buenas prácticas mantenimiento en baterías	39
Ilustración 17 Rango de años en que cuenta con suministro eléctrico gracias al proyecto de autogeneración en El Melado, Colbún.....	50
Ilustración 18 Existencia de cortes de suministro eléctrico en El Melado, Colbún.	50
Ilustración 19 Duración de cortes de suministro eléctrico en El Melado, Colbún.	51
Ilustración 20 Evaluación de la administración del servicio en El Melado, Colbún.....	51
Ilustración 21 Evaluación de la calidad de respuesta cuando presenta consultas y/o reclamos en El Melado, Colbún.	52
Ilustración 22 Evaluación de la calidad general del servicio	52
Ilustración 23. Conocimiento de a quién (entidad o persona) dirigirse en caso de asistencia técnica y/o reclamos	53
Ilustración 24 Sugerencias de mejoras al sistema en El Melado, Colbún.....	53
Ilustración 25 Rango de años en que cuenta con suministro eléctrico gracias al proyecto de autogeneración en Isla Deserto- res, Palena.	54
Ilustración 26 Existencia de cortes de suministro eléctrico en Isla Deserto- res, Palena.	55
Ilustración 27 Evaluación de calidad de la administración del proyecto	55
Ilustración 28. Evaluación de la calidad de respuesta cuando presenta consultas y/o reclamos en Islas Deserto- res, Palena	56
Ilustración 29 Evaluación del servicio en general en Isla Deserto- res, Palena.....	56
Ilustración 30 Sugerencias de mejoras al sistema en Isla Deserto- res, Palena.	57
Ilustración 31 Rango de años en que cuenta con suministro eléctrico gracias al proyecto autogeneración	58
Ilustración 32 Evaluación de la administración del servicio	58

Ilustración 33 Evaluación de la calidad de respuesta cuando presenta consultas y/o reclamos	59
Ilustración 34 Veces que un componente ha sido cambiado en el SSFV	59
Ilustración 35 Sugerencias de mejoras al sistema.	60
Ilustración 36: Ejes de la Ruta Energética 2018-2022	72
Ilustración 37: Resumen global de los porcentajes de desempeño por proyectos	209
Ilustración 38. Estimación de costos de inversión herramienta de monitoreo	238
Ilustración 39. Gravedad, probabilidad e impacto del riesgo	241
Ilustración 40 Esquema de relación de actores para la formulación de proyectos	248
Ilustración 41. Flujo para mantenimiento preventivo	249
Ilustración 42. Flujo para mantenimiento correctivo para procedimiento municipal .	250
Ilustración 43. Diagrama de flujo ante consultas o problemas de los beneficiarios...	251
Ilustración 44. Diagrama de flujo para mantención preventiva	253
Ilustración 45. Flujo frente a mantenimiento correctivo	254
Ilustración 46. Flujo frente a mantenimiento correctivo	254
Ilustración 47 Proporción de configuración de costos por tecnología	259

1 Objetivo General

Determinar las condiciones que permitan que los proyectos de autogeneración de energía eléctrica, que operan en el sector rural, para diferentes tecnologías: fotovoltaico, micro central y eólico, aseguren su funcionamiento en el tiempo.

1.1. Objetivos Específicos

- Contar con información detallada respecto de la operación de los proyectos de autogeneración por tipo.
- Contar con información respecto de las características del marco regulatorio que garantizarían la sustentabilidad del servicio
- Determinar los principales factores que debería considerar un Modelo de Gestión que permita la sustentabilidad de los proyectos de autogeneración de energía en el sector rural, por tipo de autogeneración
- Definir los aspectos a considerar ante la eventual necesidad de generar una Metodología de formulación y evaluación de proyectos de autogeneración de energía eléctrica del sector rural.

2. Información detallada de la operación de los proyectos

En el presente capítulo se desarrolla un análisis general de los proyectos de autogeneración que tiene por finalidad conocer y comparar las condiciones previas y actuales de cada uno de los sistemas.

En primer lugar, y contando con la información levantada en terreno, se realiza un análisis cualitativo en función de la percepción de las principales categorías de evaluación de la prestación de los servicios. Luego, en esta misma línea, se realiza un análisis a nivel técnico de la operación de los sistemas, además de corroborar durante las visitas el estado de las instalaciones. Por último, para concluir el apartado cuantitativo y cualitativo, se efectúa una comparativa entre proyectos.

Continuando con los estudios relacionados al funcionamiento general de los proyectos, se presenta un análisis sobre la variación que han presentado los sistemas desde su diseño teórico a su situación actual, considerando tres ítems principales: oferta y demanda, energía generada y población beneficiaria, y costo de operación y mantención. Adicionalmente a los flujos analizados se realiza también una matriz de evaluación para contrastar entre proyectos las variaciones identificadas.

Posteriormente, a modo de sentar las bases de las propuestas de mejora que se abordaran en la sección de modelos de gestión se realiza una identificación de buenas y malas prácticas evidenciadas durante las visitas a terreno, en cuanto al mantenimiento y operación de los sistemas por parte de los involucrados en su funcionamiento.

Por último, para cerrar el capítulo, se presentan los resultados obtenidos sobre satisfacción del servicio entregado, lo cual se obtuvo mediante encuestas y entrevistas realizadas a los beneficiarios y actores claves. Además, dentro del mismo contexto de evaluación se entregan fichas para cada proyecto recopilando la evidencia fotográfica del estado de los sistemas y los principales hallazgos observados en terreno.

2.1. Caracterización y análisis de proyectos de autogeneración rural

Para poder comenzar el estudio es necesario en primer lugar conocer y caracterizar cada uno de los proyectos considerados. A continuación, en la Tabla 1 se presenta la selección de los sistemas de autogeneración comprendidos para este análisis, la región a la cual pertenecen y el código BIP asociado a cada uno de ellos.

Tabla 1: Proyectos de autogeneración seleccionados

Código BIP	Nombre Proyecto	Región
30444373	Construcción de Sistemas Fotovoltaicos, Sector San Miguel, Coyhaique	Aysén
30090394	Habilitación Energía Eléctrica, Islas Deserto, Provincia de Palena	Los Lagos
30096316	Habilitación Energía Fotovoltaica, Sector Tres Chiflones, Corral	Los Ríos
30000629	Instalación Sist. Fotovoltaicos Diversos Sectores, Empedrado	Maule
30000010	Construcción Micro centrales Hidroeléctricas, Sector El Melado, Colbún	Maule
30375828	Construcción Electrificación Fotovoltaica Viviendas Rurales, Alto Biobío	Biobío
30137309	Construcción Sistema Fotovoltaico Domiciliario, Isla Huapi, Futrono	Los Ríos
30125568	Construcción Sistemas de Generación Fotovoltaica, Comuna de Aysén	Aysén

Para la caracterización de cada uno de los proyectos se realizan fichas, las cuales abordan ítems como el levantamiento de las necesidades de suministro energético de las comunidades, las fuentes energéticas consideradas como alternativas de autogeneración, la evaluación económica realizada por cada entidad formuladora y por último el proyecto seleccionado. Esto se puede encontrar dentro del **Anexo 1.a - Caracterización proyectos.**

Por otra parte, para tener un conocimiento global de la información de prefactibilidad recibida por parte de la contraparte, se desarrolla una planilla que permite tener un desglose organizado de esta, la cual se encuentra en el **Anexo 1.a Caracterización de proyectos- Clasificación de antecedentes.**

A partir de la información sistematizada se realizaron algunos análisis sobre distintos aspectos que evidencian variaciones en cómo se aborda el diseño de cada uno de los proyectos como se describe a continuación.

El primer aspecto analizado corresponde a la estimación de la demanda de energía que deberá ser cubierta por la central de generación a diseñar para la comunidad. Para este punto se identificó diferencias en los criterios aplicados o incluso no se identificó información que reflejara la justificación de estimación de demanda. En la siguiente tabla se resumen las consideraciones utilizadas en cada proyecto.

Tabla 2. Consideraciones para estimación de demanda por vivienda

Nombre Proyecto	Consideraciones para estimación de demanda	Instalaciones a cubrir
Construcción de Sistemas Fotovoltaicos, Sector San Miguel, Coyhaique	Luz, televisor, radio y refrigerador	Viviendas
Habilitación Energía Eléctrica, Islas Desertores, Provincia de Palena	Estudio previo (no disponible en la información proporcionada)	Viviendas, escuelas rurales, postas, sedes deportivas o sociales e iglesias
Habilitación Energía Fotovoltaica, Sector Tres Chiflones, Corral	Luz, televisor y radio	Viviendas, escuela rural y sede social
Instalación Sist. Fotovoltaicos Diversos Sectores, Empedrado	Sin información	Viviendas
Construcción Micro centrales Hidroeléctricas, Sector El Melado, Colbún	Sin información	Viviendas, retén y escuela rural
Construcción Electrificación Fotovoltaica Viviendas Rurales, Alto Biobío	Luz, televisor, radio y refrigerador	Viviendas
Construcción Sistema Fotovoltaico Domiciliario, Isla Huapi, Futrono	Curva de demanda energética por estrato socioeconómico más proyección de curva invierno por región	Viviendas
Construcción Sistemas de Generación Fotovoltaica, Comuna de Aysén	Luz, televisor, radio	Viviendas

Con lo anterior se puede observar que en aquellos casos donde se realizó una estimación, los electrodomésticos básicos incluidos son iluminación, televisor y radio, pero no en todos los casos se incluye un consumo de refrigerador que suele ser un elemento relevante en la conservación de alimentos y la funcionalidad de un hogar. Por otro lado, uno de los proyectos utiliza para la estimación una Curva de demanda energética asociada al estrato socioeconómico donde además se incluye un ajuste por la variación de demanda en invierno, lo que podría permitir obtener una estimación más realista dada la marcada estacionalidad que tiene este periodo del año en términos de aumento de consumo energético. En otros proyectos no se encontró información sobre los criterios utilizados para estimar el consumo energético.

En línea con lo anterior, existe una diferencia en la estimación de potencia instalada por vivienda, así como en la demanda diaria de energía a cubrir para cada proyecto, la cual es comparada con la recomendación señalada en "Requisitos de Información para Postulación de Iniciativas de Inversión - Proyectos de Electrificación Rural" en referencia al Oficio Ordinario N°973 del 27 de julio del 2015 donde se recomienda que el estándar mínimo sea de 24 horas de continuidad de servicio en 220 [V] para atender un consumo mensual de 65 [kWh/mes] y una potencia instalada mínima por vivienda de 1,7 [kVA] (1,7 [kW] por ser monofásica).

A continuación, se presenta la comparación de potencia instalada por cada vivienda en los proyectos, lo que se representa por las barras de color azul, y la línea naranja representa la potencia recomendada según el Oficio Ordinario indicado previamente.

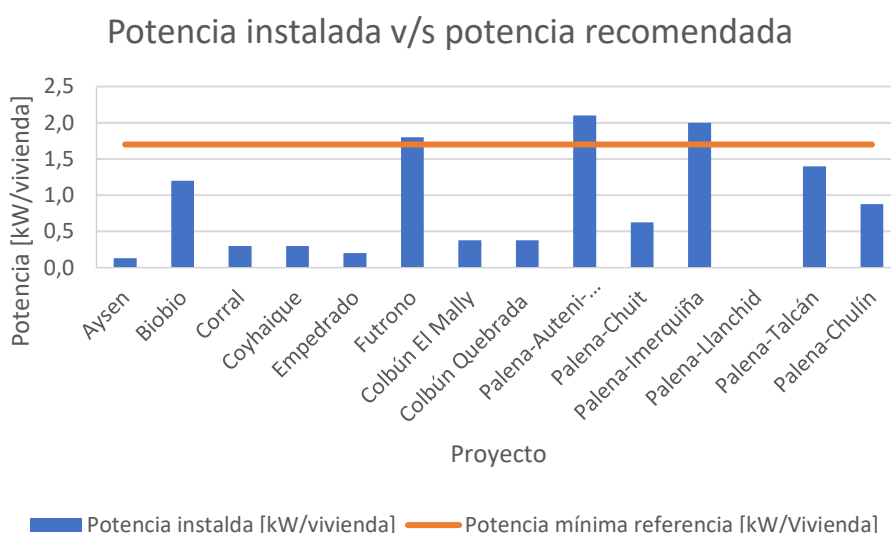


Ilustración 1. Gráfico de potencias instaladas por vivienda y referencia recomendada

De la gráfica anterior se puede concluir que solo 3 proyectos cumplen con sobrepasar la potencia recomendada. Además, los proyectos de Coyhaique, Futrono y Biobío fueron postulados desde el 2015 en adelante y solo Futrono cumple con esta referencia. Los demás proyectos fueron implementados anterior al 2013 donde esta recomendación aún no se encontraba vigente. El proyecto Palena - Llanchid no cuenta con el dato de potencia instalada por vivienda.

Se considera que tener una potencia instalada menor a la recomendada interfiere en las actividades que puede desarrollar una familia de forma simultánea al poder conectar menos artefactos al sistema, debiendo elegir entre el uso de uno u otro electrodoméstico, por ejemplo. Así también, tener una menor potencia instalada, implica una menor capacidad de generación de energía, limitando las horas de uso que las familias le pueden dar a los artefactos que conectan al sistema. En ambos casos, se merma la calidad del servicio de suministro de energía que se busca brindar.

En cuanto a la energía suministrada, la siguiente gráfica representa en barras naranjas la energía por vivienda a nivel diario y la línea verde la referencia de recomendación.

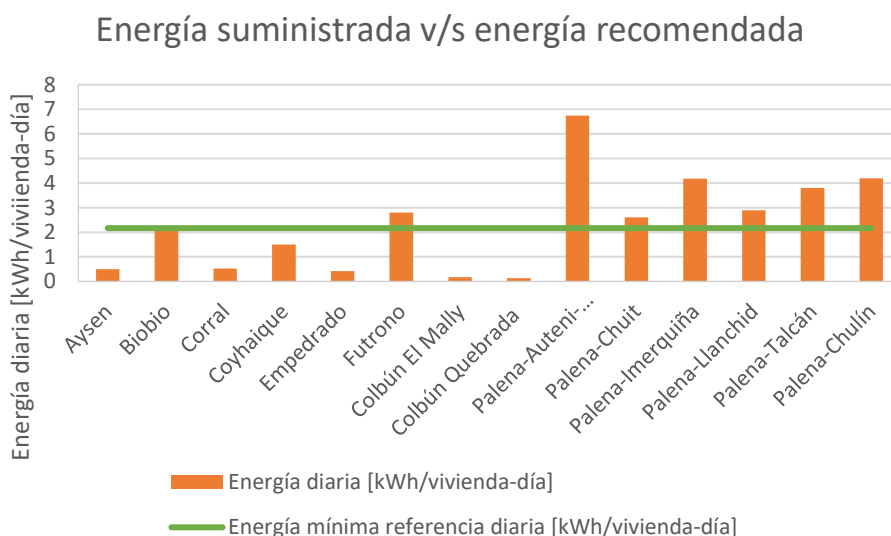


Ilustración 2. Gráfico de energía suministrada por vivienda y referencia recomendada

En este caso, se observa que un mayor número de proyectos superan el requerimiento mínimo recomendado para el suministro diario de energía, sin embargo, aquellos proyectos que se encuentran por debajo en ocasiones no alcanzan la mitad del valor recomendado lo que puede significar mermar la calidad de vida de aquellas viviendas al reducir las horas con disponibilidad de suministro de energía.

Se debe tener en cuenta según el detalle de la Tabla 2, que los últimos 2 gráficos pueden verse distorsionados en vista de que algunos proyectos consideran el suministro de instalaciones adicionales a las viviendas, para lo cual con la información disponible no fue posible desglosar y separar para su análisis.

Respecto a las inversiones, se analiza a modo de indicador el costo de inversión por vivienda beneficiaria del proyecto y, además, considerando que la potencia instalada en cada proyecto es distinta, también se elabora un gráfico para mostrar el indicador de costo de inversión por potencia total instalada. En ambas gráficas las barras verdes representan proyectos de sistemas fotovoltaicos individuales, las barras azules los proyectos hidroeléctricos y los amarillos los proyectos híbridos de eólico y generador diésel.

A continuación, se presenta el primer gráfico del costo unitario de inversión por vivienda donde se visualiza una variación importante entre proyectos del mismo tipo, sobre todo en el caso de los proyectos fotovoltaicos. En el caso de la variación de los proyectos de Colbún, se atribuye su variación a que el proyecto Colbún - Quebrada considera suministro a un retén y escuela rural, adicional a las viviendas declaradas beneficiarias del proyecto.

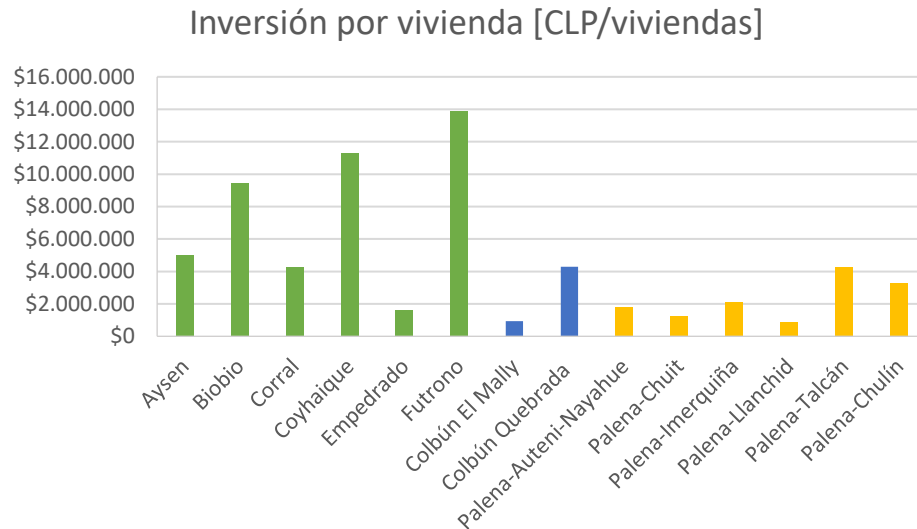


Ilustración 3. Gráfico de costo unitario de inversión por vivienda beneficiaria

Al realizar el mismo análisis, pero sumando a la normalización la variable de potencia, se obtiene el gráfico a continuación.

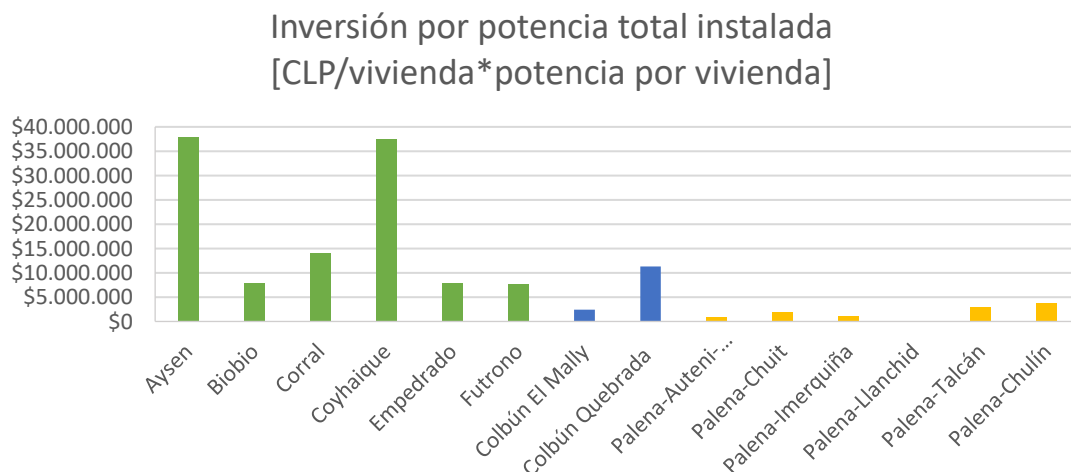


Ilustración 4. Gráfico de costo unitario de inversión potencia total instalada

Con lo anterior, se puede observar que, por ejemplo, el costo unitario por vivienda de Futrono era el más alto, al incluir el factor de potencia instalada que es mayor respecto a otros proyectos, se puede concluir que se encuentra dentro del costo promedio en relación con los otros proyectos de similares características. En particular mantienen un valor alto los proyectos de Aysén y Coyhaique, pero eso puede deberse a costos adicionales referidos a transporte para la movilización de personal y equipos para la implementación. Los proyectos combinados de energía eólica-generación diésel, son los proyectos con menor costo por potencia instalada.

2.1.1. Análisis de los criterios utilizados en la selección de proyectos de autogeneración

Posteriormente al levantamiento de los antecedentes de cada proyecto en conjunto con su caracterización se procede a analizar los criterios utilizados para la selección de los proyectos de autogeneración.

Para esto se construye una matriz que permite evaluar el cumplimiento de los requerimientos propuestos en la “Metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural” del Ministerio de Desarrollo Social y Familia en relación con la información entregada de cada proyecto.

Dicha matriz se encuentra dentro del **Anexo 1.a - Matriz de evaluación** y principalmente verifica el estado de cumplimiento de cada uno de los requerimientos solicitados por la metodología antes mencionada.

Para poder abordar esta evaluación en primer lugar, se separaron los apartados correspondientes a la formulación y la evaluación del proyecto en ítem específicos, los cuales tienen asignados un porcentaje de valoración según su relevancia para el buen desarrollo de un sistema de autogeneración.

En segundo lugar, para poder generar una ponderación utilizando los porcentajes establecidos de valoración, se identificaron niveles de cumplimiento para cada proyecto según la información recibida. Los niveles de cumplimiento se clasifican de 1 a 3, donde 1 significa que el proyecto no presenta información sobre el requerimiento; 2 que el requerimiento se aborda parcialmente; y 3 indica que el requerimiento es totalmente abordado en base a la información recibida¹.

Igualmente, para señalar de manera más ilustrativa esta clasificación a cada nivel se le asignó un color específico; el color verde se encuentra asociado al nivel 3 de cumplimiento; el amarillo al nivel 2 indicando que se cumple parcialmente lo solicitado; y el color rojo se asocia al nivel 1 identificando que no hay información que verifique el cumplimiento del requerimiento.

¹ Los proyectos sin importar el año de ejecución se evaluaron bajo la metodología vigente

A modo de mostrar lo explicado se presenta en la Ilustración 5 una imagen del **Anexo 1.a - Matriz de evaluación**.

		ANEXO																				
		Matriz de evaluación de soluciones y criterios de selección																				
N	Criterio de Evaluación	CUMPLIMIENTO	CUMPLIMIENTO		CUMPLIMIENTO		CUMPLIMIENTO		CUMPLIMIENTO		CUMPLIMIENTO		CUMPLIMIENTO		CUMPLIMIENTO		CUMPLIMIENTO					
			100%	75%	50%	25%	0%	100%	75%	50%	25%	0%	100%	75%	50%	25%	0%	100%	75%	50%	25%	0%
Formulación del proyecto	1. Identificación del problema	Descripción de la situación de desarrollo de energía eléctrica en la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	2. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	3. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	4. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	5. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	6. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	7. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	8. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	9. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	10. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	11. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	12. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	13. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	14. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Evaluación del proyecto	15. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	16. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	17. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	18. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	19. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	20. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	21. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	22. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	23. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	24. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	25. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	26. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	27. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	28. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
29. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
30. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
31. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
32. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
33. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
34. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
35. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
36. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
37. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
38. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
39. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
40. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
41. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
42. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
43. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
44. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
45. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
46. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
47. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
48. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
49. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
50. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
51. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
52. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
53. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
54. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
55. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
56. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
57. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
58. Descripción del área de influencia de la población	Descripción del área de influencia de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
59. Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población	Características demográficas, habitacionales, sociales y económicas de la población objeto de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		

Ilustración 5. Matriz de evaluación criterios de selección

De la ilustración, se puede observar que en lo que respecta al cumplimiento de requisitos de "Formulación del Proyecto" son muy pocos los proyectos que no presentan información o es incompleta, pero predomina el cumplimiento parcial en particular para describir las características demográficas y habitacionales. Además, ningún proyecto entregó información sobre la evaluación de demanda de alumbrado público o de actividades productivas.

En cuanto a los requerimientos de "Evaluación del Proyecto" se observa una importante presencia de color rojo en la evaluación, lo que representa la ausencia de información sobre dichos puntos, es decir que no están siendo incluidos en el desarrollo de informes de prefactibilidad. Destaca en este punto el proyecto en la localidad de Corral con casi total incumplimiento de los requisitos de este ítem.

Por último, considerando la ponderación entre la valoración de cada requerimiento y su cumplimiento se obtiene un valor de 1 a 10 para cada proyecto lo que permite tener un conocimiento sobre qué sistema de autogeneración posee un planteamiento más robusto en comparación a los otros.

A continuación, se presenta la Tabla 3, con el resumen de las valoraciones por proyecto:

Tabla 3. Valoraciones proyectos de autogeneración

Proyecto	Valoración
Construcción Sistema Fotovoltaico Domiciliario, Isla Huapi, Futrono	9.2
Construcción Electrificación Fotovoltaica Viviendas Rurales, Alto Biobío	9
Construcción de Sistemas Fotovoltaicos, Sector San Miguel, Coyhaique	8.9
Construcción Sistemas de Generación Fotovoltaica, Comuna de Aysén	8.3
Construcción Micro centrales Hidroeléctricas, Sector El Melado, Colbún	8.3
Instalación Sist. Fotovoltaicos Diversos Sectores, Empedrado	8.2
Habilitación Energía Eléctrica, Islas Desertores, Provincia de Palena	7.6
Habilitación Energía Fotovoltaica, Sector Tres Chiflones, Corral	6.6

Cabe señalar que “Habilitación Energía Eléctrica, Islas Desertores, Provincia de Palena” consta de 7 islas las cuales constituyen el proyecto completo, pero para el caso del análisis de los criterios de selección se consideró a cada isla como un proyecto aparte ya que cada una cuenta con su informe de prefactibilidad. Sin embargo, para la información señalada en la Tabla 3 se calculó un promedio de las valoraciones obtenidas para cada una de las islas.

Es importante recalcar que, aunque en la metodología vigente se indica que el enfoque que se debe utilizar en la evaluación económica de los proyectos debe ser costo-eficiencia, dentro del análisis desarrollado igualmente se consideró agregar el enfoque de costo-beneficio, ya que existen proyectos que comenzaron su ejecución anterior al año 2015 y que si consideran este último, como es el caso de Empedrado, Colbún y Palena. Por ende, se considera aceptable que dichos proyectos cuenten con este tipo de indicador económico. Para los demás proyectos se consideró la evaluación correspondiente a costo-eficiencia.

2.2. Diagnostico operacional de proyectos de autogeneración rural

Una vez caracterizado cada uno de los proyectos de autogeneración, considerando sus principales definiciones técnicas, tecnologías seleccionadas e implementadas y los beneficiarios finales de cada sistema, se procede a identificar cómo operan estos en la práctica.

Para ello es necesaria la recopilación de información operativa y cualitativa de cada sistema de autogeneración, con lo cual se podrá conocer los distintos niveles técnicos y de calidad de servicio entregado a las comunidades, y como ha evolucionado esto desde la puesta en marcha.

A partir del levantamiento realizado durante las visitas en terreno se desarrolla un análisis cualitativo y cuantitativo que se detalla según proyecto en el **Anexo 1.b - Diagnóstico de operación**. Desde lo anterior, a modo de resumir los principales hallazgos para facilitar el análisis de la percepción cualitativa y su relación con factores cuantitativos de los proyectos se desarrolla la siguiente tabla que abarca ítems que afectan el buen funcionamiento de los sistemas de autogeneración, ligados principalmente a gestión, comunicación y logística. Para su revisión, y en base al detalle presentado en el siguiente numeral, los proyectos se encuentran ordenados de menor a mejor evaluación cualitativa de izquierda a derecha de la tabla, correspondiente al mejor evaluado el proyecto de Isla Huapi.

Tabla 4. Comparativa entre proyectos en relación con la percepción cualitativa

Ítem	Alto Biobío	Corral	Colbún	Aysén	Coyhaique	Isla Deserto	Isla Huapi
Cantidad de beneficiarios	97	30	31	40	27	152	151
Cantidad de sectores distintos y distanciados que agrupan viviendas beneficiarias	12 sectores distintos	1 sector	2 sectores distintos	2 sectores distintos	3 sectores distintos	1 sector	1 sector
Dificultad de acceso a los proyectos para realizar asistencia técnica y mantención	Alto	Media	Media	Media	Media	Alto	Alto

Ítem	Alto Biobío	Corral	Colbún	Aysén	Coyhaique	Isla Desertores	Isla Huapi
Nivel de compromiso de los beneficiarios en el cuidado de los sistemas	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Medio	Alto	Medio
Participación activa de los entes públicos	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Alto
Existe comitiva vigente	No	No	No	No	No	No	Si
Existe cobro y/o fondos que permitan financiar la mantención y operación de los sistemas	No	No	No	No	No	Si	Si
Nivel de coordinación entre beneficiarios	Bajo	Bajo	Medio	Bajo	Bajo	Alto	Alto
Comunicación entre beneficiarios, comité y/o municipalidad	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Alto
Cuenta con empresa privada que asiste y/o opera los sistemas	No	No	No	No	No	Si	Si

De esta tabla se observa que los puntos en común en los proyectos con mejor evaluación cualitativa corresponden a que existe una participación media o alta de entes públicos, lo que se relaciona con el nivel de coordinación entre beneficiarios, así también como con el nivel de comunicación entre los beneficiarios, comité y/o municipalidad. Por otro lado, los dos proyectos mejor evaluados cuentan con fondos que permiten financiar la mantención y operación de los sistemas y una empresa privada que ejecuta estas actividades, permitiendo contar con asistencia técnica especializada en la materia.

En cuanto a los proyectos de menor evaluación, destaca el caso del proyecto de Alto Biobío, donde además de contar con la menor valoración en cada uno de los puntos de la tabla, es un proyecto en que se identifica un total de 12 sectores distintos de grupos de beneficiarios, lo que amplía los efectos de problemáticas asociadas a coordinación entre los actores, así como también las dificultades de acceso para asistencia técnica. Para tener en cuenta en este proyecto en particular, la comunicación con los beneficiarios depende de contar con facilitadores del municipio para que actúen como interpretes frente a ellos. Si bien existe coincidencia en que Isla Huapi e Isla Desertores son los proyectos con más beneficiarios y mejor evaluados, esto no podría interpretarse como una tendencia ya que el proyecto de Alto Biobío también cuenta con alto número de beneficiarios, pero sin tener los mismos buenos resultados en su operación.

2.2.1. Diagnóstico operacional cualitativo de proyectos de autogeneración rural

En función de los distintos análisis desarrollados durante el levantamiento de información en terreno se logra tener una visión global de cada uno de los proyectos estudiados, considerando información técnica, calidad del servicio entregado y modelo de gestión actual. Para poder caracterizar lo anterior se realiza una evaluación cualitativa, estableciendo cuatro criterios base a los que se les asigna una nota de 1 a 5, donde 1 corresponde a una baja calificación y 5 a la mejor evaluación posible.

Los criterios evaluados corresponden al estado general de las instalaciones en cuanto a orden, limpieza y condiciones de los elementos del sistema; calificación general del servicio en cuanto a calidad del servicio y nivel de satisfacción percibido; mantención general del servicio respecto de si se veían condiciones favorables para la operación adecuada de los sistemas; y, finalmente, atención en caso de corte de servicio en relación con las acciones y respuestas tomadas al momento de que el beneficiario da aviso. Los resultados de la nota obtenida de cada proyecto según cada criterio se observan en el gráfico a continuación.

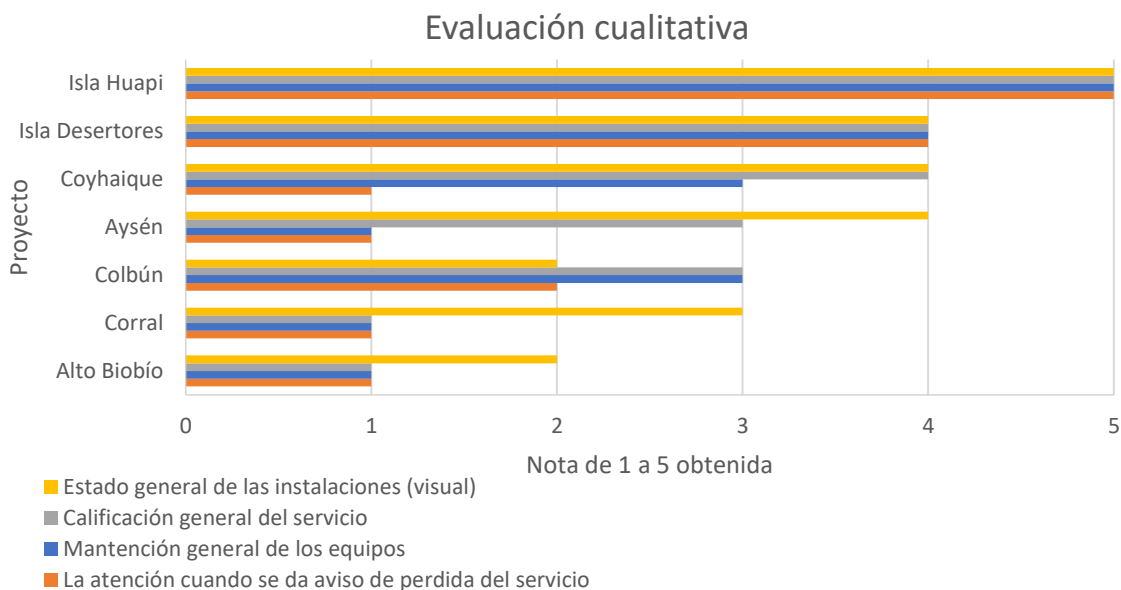


Ilustración 6. Evaluación cualitativa de los proyectos

Como resultado, los proyectos mejor evaluados en la totalidad de los puntos corresponden a Isla Huapi e Isla Desertoires, correspondiente al puntaje más alto a Isla Huapi con máxima nota en todos los criterios, lo que se evidenciaba en la percepción de los beneficiarios respecto del nivel de prestación que entregan los sistemas fotovoltaicos.

El puntaje obtenido de Isla Desertores responde a dificultades que se han presentado por la pérdida de generadores eólicos en algunas de las islas, lo que ha llevado a tener una menor generación y dificultades para la carga del sistema de baterías de respaldo.

El proyecto de Coyhaique cuenta con una evaluación muy similar a Isla Desertores, sin embargo, las condiciones de mantención de los sistemas son menores y en particular la asistencia en caso de pérdida de suministro se encuentra en la evaluación más baja, principalmente por problemas directivos a nivel del comité, afectando las gestiones a favor de los beneficiarios.

El siguiente proyecto en la evaluación corresponde a Aysén, donde si bien el estado general de las instalaciones se califica como adecuado y la calidad del servicio está en el mínimo esperado, tanto la mantención como la atención en caso de pérdida del servicio es evaluado como inexistente o ineficaz.

En cuanto a Colbún, los criterios de calidad del servicio y mantenimiento se encuentran dentro del mínimo esperado, aunque la calidad de instalaciones y atención en caso de corte es ineficiente.

Finalmente, los proyectos peor evaluados corresponde a Corral y Alto Biobío, donde si bien el estado general de las instalaciones se mueve entre mínimo esperado e ineficiente, todas las demás categorías son evaluadas como inexistente o ineficaz. Lo anterior, se corroboró por la percepción de disconformidad de los beneficiarios en cuanto a las prestaciones de los sistemas implementados.

En particular, se analiza con mayor detalle los tiempos de atención. De acuerdo con la información levantada se establecen cuáles proyectos tienen un tiempo de respuesta entre 1 a 5 días y aquellos que el tiempo es superior. De esto, se obtiene que 3 de los 7 proyectos cuentan con tiempos de respuesta dentro del primer rango definido, los demás proyectos se encuentran en el rango siguiente (más de 5 días).

La distribución de proyectos según rango de tiempo de respuesta se muestra en la gráfica a continuación.

Tiempo de respuesta en restauración del
servicio

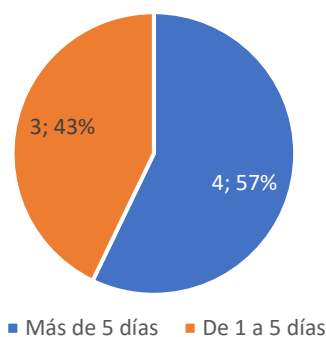


Ilustración 7. Proyectos y tiempo de respuesta para reposición del servicio

El detalle de tiempo por proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde se muestra que los proyectos mejor evaluados cualitativamente corresponden al menor tiempo de respuesta, a diferencia de los demás proyectos.

Tabla 5. Tiempo de respuesta por proyecto

Proyecto según tiempo de respuesta	
De 1 a 5 días	Más de 5 días
Coyhaique - Fotovoltaico	Alto Biobío - Fotovoltaico
Isla Desertoires - Eólico	Corral - Fotovoltaico
Isla Huapi - Fotovoltaico	Colbún - Hidroeléctrico
	Aysén - Fotovoltaico

Se identifica, en referencia a la Tabla 4 presentada al inicio de este capítulo, que la diferencia de tiempo no viene determinada por tipo de proyecto ni por nivel de aislamiento, ya que justamente proyectos como Isla Desertoires e Isla Huapi son los de mayor dificultad de acceso. Sin embargo, se identifica como punto en común que de los tres proyectos de menor tiempo de respuesta existe un nivel medio o alto de comunicación entre beneficiarios, comité y/o municipalidad, por el contrario de los demás proyectos que se clasifica este aspecto como bajo.

Cabe destacar que, en el caso de Alto Biobío, los análisis realizados en cuanto a percepción cualitativa y tiempo de respuesta en restauración del servicio pueden estar influenciados, ya que en el caso de este proyecto no fue posible cubrir la muestra propuesta de personas a encuestar. Esto se debió principalmente a problemas de comunicación que se abordan en profundidad en el apartado 2.5.

2.2.2. Diagnóstico operacional cuantitativo de proyectos de autogeneración rural

En cuanto al análisis cuantitativo, se presentan a continuación distintos parámetros operacionales estudiados.

En primer lugar, se presenta en la siguiente gráfica el número de beneficiarios actuales por proyecto.

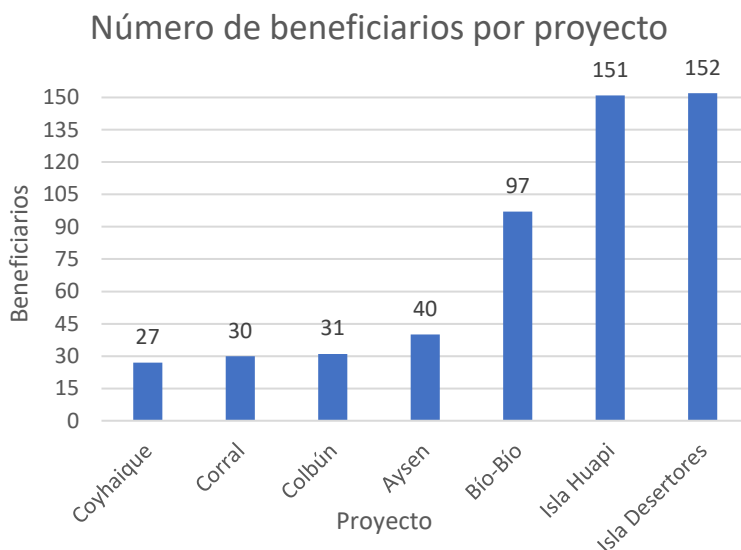


Ilustración 8. Población beneficiaria actual por proyecto

De lo anterior se observa que los dos proyectos que resultaron mejor evaluados desde una perspectiva cualitativa corresponden a los proyectos con mayor número de beneficiarios. Esta relación se debe principalmente a factores como la concentración de beneficiarios en un sector en específico, la comunicación activa que hay entre ellos lo que facilita la gestión del proyecto, entre otros ítems que influyen en la percepción cualitativa, los cuales se profundizan al comienzo del apartado en la Tabla 4.

En el caso de Alto Biobío no se presenta una relación entre un alto número de beneficiarios y una buena percepción en cuanto al servicio entregado debido a que todos los parámetros evaluados se encuentran en un bajo nivel, destacando la dispersión de los beneficiarios y el bajo nivel de coordinación que ello implica.

En cuanto a la potencia instalada por vivienda en cada proyecto, se indica para los proyectos FV la potencia instalada de los módulos por vivienda. En el caso de Colbún corresponde a una potencia representativa por vivienda obtenida a partir del total instalado en la central hidroeléctrica dividido por el total de viviendas beneficiarias. De forma similar se realiza esta estimación para Isla Desertores, donde además se obtiene un promedio de este valor en relación con los seis proyectos que lo componen. El resultado se observa en la gráfica a continuación.

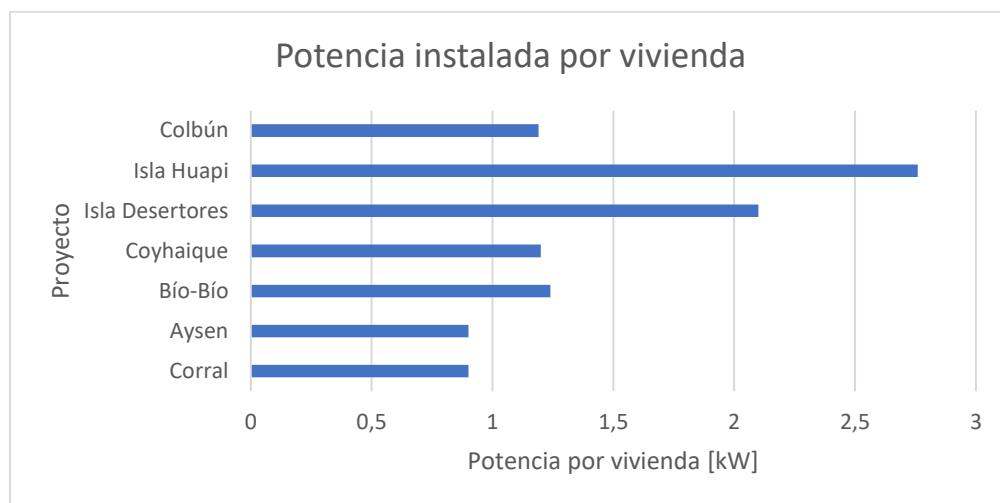


Ilustración 9. Potencia instalada por vivienda en cada proyecto

De la gráfica se puede observar que es coincidente que los proyectos con mayor potencia instalada por vivienda son aquellos que fueron mejor evaluados cualitativamente en términos generales de la prestación del servicio, lo que abarca Isla Desertores e Isla Huapi. Con ello se podría tener en consideración que con una potencia instalada superior a 1,2 [kW], que es la referencia de Coyhaique, mejoran las condiciones de generación y suministro de energía para los beneficiarios.

En cuanto al consumo diario por vivienda se observa una diferencia importante entre proyectos como se detalla en la Ilustración 10.

Este análisis se construye en base a las respuestas de las encuestas aplicadas a los beneficiarios, donde se solicita indicar qué artefactos de consumo utiliza durante el día y cuántas horas, reflejando una estimación del consumo que ellos actualmente tienen en relación con lo que en la práctica les permite energizar su sistema. Con el fin de analizar la variación entre proyectos, se grafica la capacidad de generación de cada sistema donde en los proyectos fotovoltaicos se obtiene la información a partir de la herramienta del Explorador Solar, al igual que la generación eólica desde la herramienta del Explorador Eólico. Destacar que, en el caso de Isla Desertores, se utiliza de forma particular información de consumos y generación mensualizada medida por la constructora a cargo de la operación, la que se analiza considerando la cantidad de beneficiarios por cada isla.

En primer lugar, se presenta el análisis para los proyectos fotovoltaicos en que se observa una relación entre que a mayor capacidad de generación anual existe una mejor evaluación del servicio por parte de los beneficiarios, lo que implica que, en promedio a nivel diario, puedan usar mayor cantidad y/o por más horas artefactos eléctricos que corresponde a la información asociada al eje secundario de la gráfica.

Se debe tener en cuenta que la posibilidad de consumo se verá limitada en el tiempo por las condiciones de eficiencia de los sistemas, lo que explica las variaciones en relación con la escala comparativa de la gráfica entre proyectos.

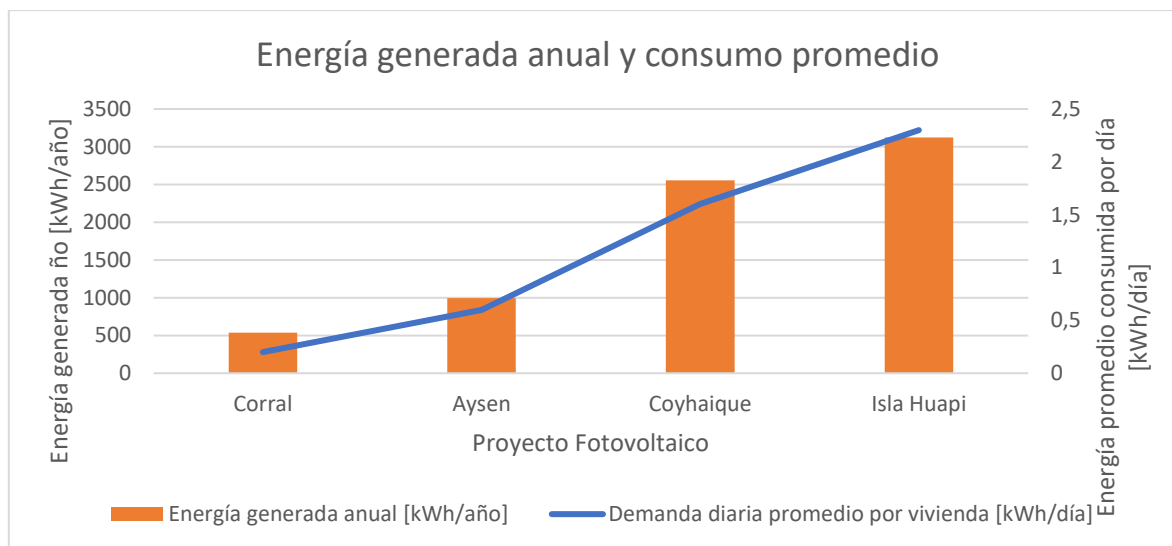


Ilustración 10. Energía generada anual y consumo diario proyectos fotovoltaicos

Del análisis anterior, no se incluyen los datos de Biobío ya que por un lado se concluye que no existe representatividad debido a la situación expuesta sobre el alcance de las encuestas aplicadas, y dado lo anterior, la estimación obtenida tampoco sería comparable con la información de los demás proyectos, distorsionando la escala de visualización de los datos.

Como se mencionó anteriormente, se realiza el análisis de Isla Desertoires a partir de información medida y registrada por la empresa que gestiona su operación. La primera observación que se puede realizar en comparación a los demás proyectos es que el consumo promedio diario se encuentra entre 4 y 8 [kWh/día], muy por superior a los proyectos presentados en la gráfica anterior.

Lo anterior se debe a que es un proyecto en que la principal fuente de energía es la de generadores diésel los que no tienen restricciones de generación y operan bajo demanda, permitiendo a los beneficiarios usar más artefactos y/o por más horas sin grandes restricciones.

En cuanto a la generación anual, con el fin de presentar el análisis se realiza una estimación promedio de lo generado por cada central por beneficiarios según cuántos tuvieron consumo efectivo durante el periodo analizado, lo que explicaría la variación de tendencia entre las variables analizadas. Además, se puede precisar que la generación anual no es mayor a la de los proyectos fotovoltaicos presentados, sin embargo, esto se explicaría en que para estos proyectos la energía total anual no diferencia periodos temporales en que la demanda es suficiente o no según radiación disponible, a diferencia

de que, en este caso, los generadores diésel generan según lo que se demande de forma efectiva por lo que no existen periodos con excedentes o déficit de generación.

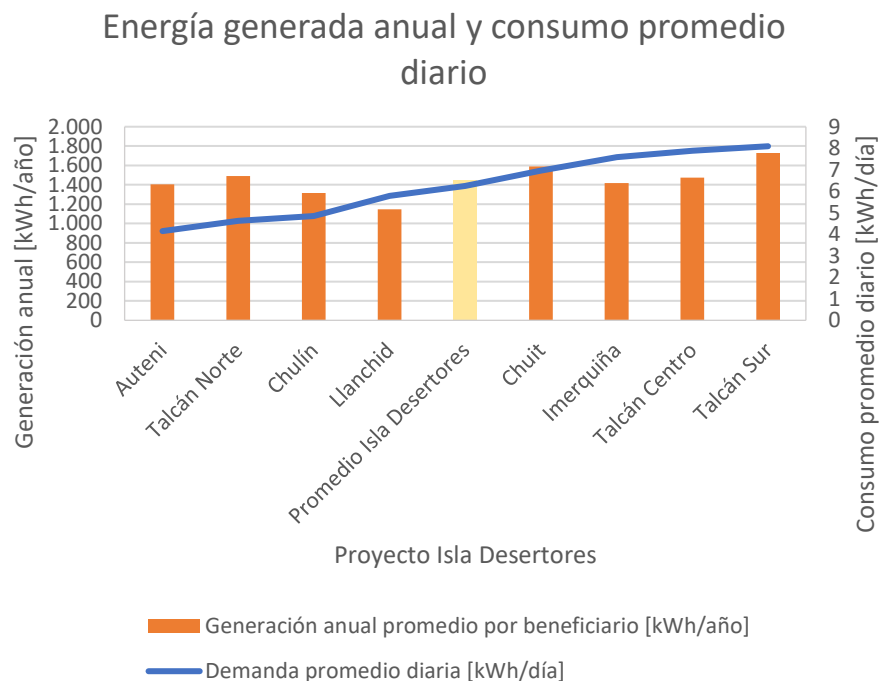


Ilustración 11. Energía generada anual y consumo diario proyectos eólico-diésel

Para complementar lo anterior, en el siguiente gráfico se detalla la situación actual de cada isla en cuanto a tecnologías operativas

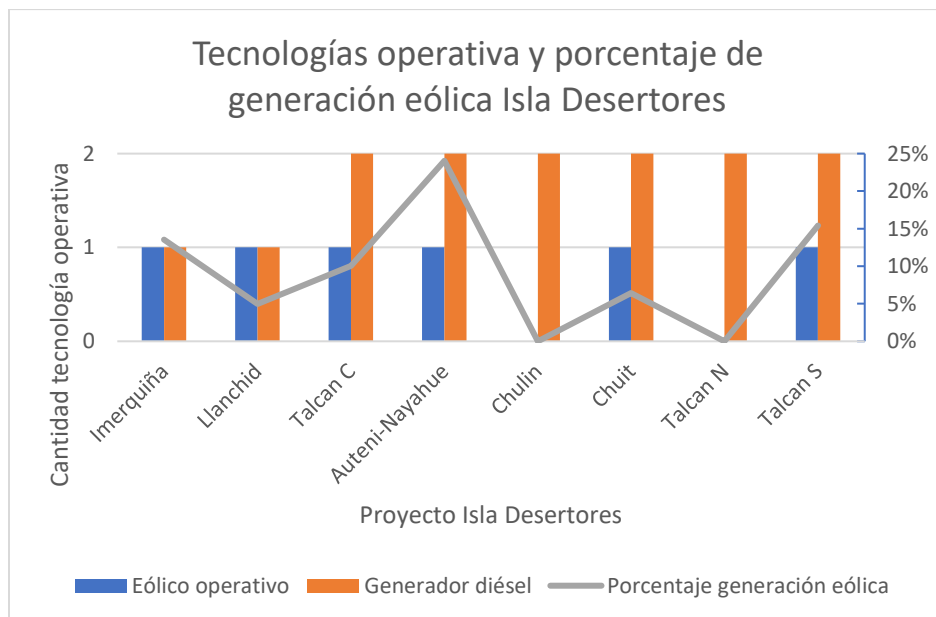


Ilustración 12. Tecnologías de generación operativa y generación eólica Isla Desertoers

De lo anterior, se puede observar que 2 de las 8 centrales, perdieron su capacidad de generación eólica debido al colapso de las bases de los generadores y en otras dos islas cuentan con la mitad de los generadores eólicos originales del proyecto por la misma falla. En el caso de generadores diésel, se mantiene la misma cantidad de equipos desde el inicio del proyecto. A partir de la información proporcionada por la constructora que gestiona el proyecto, y como se refleja en el gráfico, la generación eólica representa en su mayor parte entre un 5% y 15% de la generación total de los proyectos, y solo un proyecto alcanza el 25%, respecto del total de generación anual.

Por otra parte, en cuanto a beneficiarios y potencia instalada en Isla Desertoires se tiene lo siguiente:

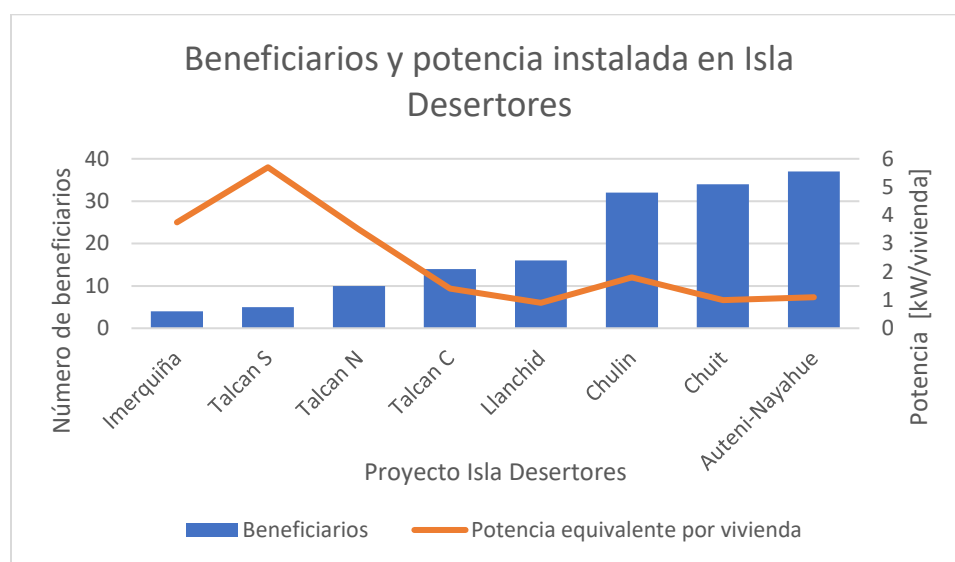


Ilustración 13. Número de beneficiarios y potencia equivalente instalada

A partir de lo anterior, se observa que predomina un rango de potencia equivalente por beneficiario entre 0,9 [kW] y 1,8 [kW]. Respecto a las tres islas en que este valor es superior, incluso a los valores observados en la comparación de todos los proyectos del alcance del estudio, esto se justifica en la cantidad de beneficiarios originales con lo cual se dimensionó el proyecto, donde en el caso de Talcan Sur actualmente hay 3 beneficiarios menos y en Talcan Norte hay 5 beneficiarios menos. Para el caso particular de Imerquiña, se considera que el valor corresponde a que es una central de generación diseñada solo para 4 beneficiarios.

En cuanto a los cobros por el servicio de suministro, solo en 2 proyectos es efectuado, correspondiente a Isla Huapi e Isla Desertoires. En el caso de Corral, el último cobro se efectuó en el año 2018 y posterior a ello no se realizó más. En los demás proyectos no se efectuaron cobros en ningún año desde la puesta en operación de los sistemas, lo que se ve reflejado en que los proyectos no cuentan con fondos propios para financiar el mantenimiento ni la operación de los sistemas. La decisión de no realizar cobros se

encuentra relacionada con la misma logística y costos de recaudación que implica visitar a los beneficiarios o que por el contrario los beneficiarios se dirijan a pagar a algún lugar. En esta misma línea, las brechas de tecnología y acceso a internet también definieron como inviable implementar sistemas de pago en línea.

Por otro lado, también se presentó en este aspecto un factor de percepción de los beneficiarios en que consideran que no les corresponde generar ingresos a partir de un proyecto que fue un donativo a la comunidad. Finalmente, el hecho de no contar con un comité deja al proyecto sin responsables de esta recaudación y gestión de recursos como el caso por ejemplo de Colbún, donde solo la junta de vecinos realiza cobros esporádicos asociados a la ejecución de mantenciones correctivas.

El detalle de la modalidad de cobro para los proyectos de Isla Huapi e Isla Desertoires se presenta a continuación.

Tabla 6. Modalidad de cobro en proyecto Isla Desertoires

Proyecto	Isla Desertoires
Tarifa cobro de suministro	Depende del consumo
Modalidad de cobro	90% Subvención del Estado y empresas particulares de telefonía+ 10% Beneficiario
Límite de consumo (si el beneficiario lo supera, debe pagar el 100% de la cuenta de energía)	100 [kWh/mes]
Ajustes	Anualmente según IPC e IPP

Tabla 7. Modalidad de cobro en Isla Huapi

Proyecto	Isla Huapi
Tarifa cobro de suministro	\$3.000
Modalidad de cobro	Fijo mensual
Ajustes	Solo en caso de que sea acordado entre el comité y los beneficiarios por medio de una reunión

De lo anterior, se puede observar que los dos proyectos mejor evaluados cualitativamente, son justamente Isla Huapi e Isla Desertoires que realizan cobros a los beneficiarios. Lo anterior, tiene relación con la generación de ingresos para prestar servicios de mantenimiento a los sistemas, así como también el compromiso de los beneficiarios en el cuidado de estos.

2.3. Identificación de desviaciones y/o variaciones en el funcionamiento de los sistemas de autogeneración en el tiempo

Durante el tiempo de funcionamiento de un sistema de autogeneración eléctrica rural existen distintos factores que pueden incidir en las condiciones de operación o servicio brindado a la comunidad beneficiaria. Por lo anterior, en este apartado se realiza una comparación entre la situación previa que se levantó en el primer apartado, correspondiente a la caracterización de los proyectos, respecto de la situación actual.

El detalle de los puntos abordados a continuación se puede revisar en el **Anexo 1.c – Flujos**.

2.3.1. Determinación de las desviaciones/variaciones u otro funcionamiento de la infraestructura en el tiempo

Para lograr establecer las variaciones que ha sufrido la infraestructura del proyecto, es necesario caracterizar varios aspectos de este, tomando como referencia la versión original con la cual fue concebido y contrastándola con las condiciones actuales constatadas mediante análisis de datos y observaciones recogidas durante las visitas en terreno.

Inicialmente se toman los parámetros de diseño o dimensionamiento de cada proyecto como son el consumo contemplado por vivienda y la potencia instalada compuesta por un grupo de electrodomésticos definidos como consumidores de energía. Esta información es contrastada con los artefactos eléctricos actualmente utilizados por los usuarios en cada proyecto. A continuación, se presentan los distintos flujos analizados:

Oferta y demanda: Se caracteriza el consumo anual de cada usuario asignando horas de uso a cada artefacto de su posesión y un factor de consumo en base a la disponibilidad del recurso eléctrico reportada por el usuario. Con la información obtenida se puede comparar la energía que fue ofertada en un comienzo contra la que actualmente se utiliza en cada hogar.

Energía generada y población: Otro aspecto relevante es la variación de la población, la cual en la mayoría de los casos se ve alterada con el paso del tiempo, junto con la tendencia descendente de la generación eléctrica de cada instalación debido a pérdidas esperables por falta de mantención o antigüedad del sistema.

Costos de operación y mantención: Sirve para cuantificar los fondos utilizados por mantención preventiva o correctiva, recambio de equipos, repuestos, asistencia técnica, entre otros.

La información y el análisis mencionado en los puntos anteriores se encuentra en **Anexo 1.c - Flujos**.

Ya establecidos los estados originales y actuales de cada proyecto mediante la caracterización de los aspectos descritos en el anexo aludido, es posible realizar una comparación de ambos estados a través de un criterio calificativo, donde este asigna una calificación del 1 a 7, en donde 7 representa una muy alta suficiencia del criterio evaluado, es decir, el sistema actualmente cuenta con una desviación positiva con respecto a su estado inicial, mientras que el 1 representa una insuficiencia actual del sistema en el criterio evaluado, desviándose desfavorablemente de su estado inicial.

Tabla 8: Criterio de evaluación para variaciones observadas en el sistema.

Intervalo	Rango	Magnitud	Número asociado
Insuficiente	-66% y menor	Extremadamente bajo	1
	-33% a -66%	Muy bajo	2
	-1% a -33%	Bajo	3
No presenta variación	-	-	4
Suficiente	1% a 33%	Por sobre lo normal	5
	33% a 66%	Alto	6
	66% y mayor	Muy alto	7

En primer lugar, se compara el sistema a partir del flujo de **Oferta y demanda**, en este flujo se establecen 2 categorías: Caracterización de la demanda y disponibilidad, enfocándose en la suficiencia de la energía ofertada en un principio con respecto a la demandada actualmente y la disponibilidad general del suministro eléctrico reportada por los usuarios en cada proyecto.

En segundo lugar, el sistema es evaluado a partir de la variación del flujo de **Energía eléctrica y población beneficiaria**, las categorías en este apartado consideran las proyecciones de generación de energía eléctrica desde la puesta en marcha hasta la actualidad, así como también el efecto que ha tenido la variación de población en el sistema y como este se ha desempeñado en estos escenarios. Adicionalmente se consulta sobre el estado de conservación del sistema con respecto al tiempo transcurrido.

En tercer lugar, se califican las variaciones del sistema desde el punto de vista del flujo de **Costo de operación y mantenimiento**, en este ítem las categorías son: mantención preventiva y mantención correctiva, y mediante las consultas de suficiencia se busca identificar desviaciones en cuanto al mantenimiento inicialmente considerado para cada sistema de generación y el mantenimiento que efectivamente fue llevado a cabo en las instalaciones.

Para cada uno de los flujos evaluados en el análisis anterior se obtiene un promedio ponderado en cada proyecto que considera la calificación obtenida en las consultas y un porcentaje de ponderación por cada ítem consultado. Los detalles de este análisis se encuentran en los análisis de brechas de SSFV y Sistemas híbridos e hidroeléctricos en el **Anexo 1.c - Flujos**.

2.4. Aspectos esenciales para el buen funcionamiento de los sistemas instalados

A partir de las características y realidades de cada proyecto, en esta sección se busca identificar las buenas prácticas que deben ser fomentadas e incentivadas en nuevos proyectos, como también aquellas prácticas negativas, que deban ser evitadas y/o abordadas para reducir su impacto en el funcionamiento de los sistemas.

Para analizar lo descrito previamente, se evalúan dos aspectos mantención y operación de los sistemas. A continuación, se detallan para los proyectos dentro de los alcances.

2.4.1. Aspectos esenciales para el buen funcionamiento de los sistemas instalados en mantenimiento

En primer lugar, se construyó una tabla que indica por componente de cada sistema de generación aquellas actividades de mantenimiento preventivo y correctivo que deben ser desarrolladas y con qué frecuencia.

En base a lo anterior, se definió por cada proyecto si esto se realizaba o si fue observado durante las visitas en terreno a las instalaciones de los beneficiarios. Sumado a lo anterior, se registró si existían documentos asociados a dichas actividades que deben desarrollarse para asegurar el buen funcionamiento y vida útil de los sistemas. El detalle de este análisis se puede observar en el **Anexo 1.d - Buenas prácticas**.

Como una primera visión de los resultados obtenidos, se analizó del total de actividades que deben ser desarrolladas en el mantenimiento, cuáles de ellas por proyecto efectivamente se realizan. En el resultado obtenido, se evidencia que en todos los proyectos fotovoltaicos este número no supera el 15% del total de tareas de mantenimiento que deberían ejecutarse. En el caso de los proyectos que superan esta cifra, estos corresponden a tecnologías de generación centralizada como es el caso de Isla Desertores y Colbún.

En relación con las mismas actividades, se identificó si existe documentación asociada que permita tener una pauta de las buenas prácticas a desarrollar. En el caso de los proyectos fotovoltaicos los beneficiarios contaban con información de 2 de los 5 componentes principales del sistema, a excepción de Coyhaique en que solo tenían información de los paneles fotovoltaicos y no de los demás componentes.

En el caso de los proyectos de generación centralizada, solo en el caso de Isla Desertoires se contaba con bitácoras de las actividades de mantenimiento que se han realizado en el tiempo. Sin embargo, la existencia de esta documentación no representa una diferencia relevante en cuanto a la aplicación de buenas prácticas o evitar malos hábitos.

Los resultados de este análisis se presentan en la gráfica a continuación, donde las barras representan el porcentaje de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo que se realizan en cada proyecto respecto del total esperado. Por otro lado, la línea del gráfico representa el porcentaje de documentación que existe respecto del total de información que se esperaría que contaran los usuarios finales/mantenedores del sistema.

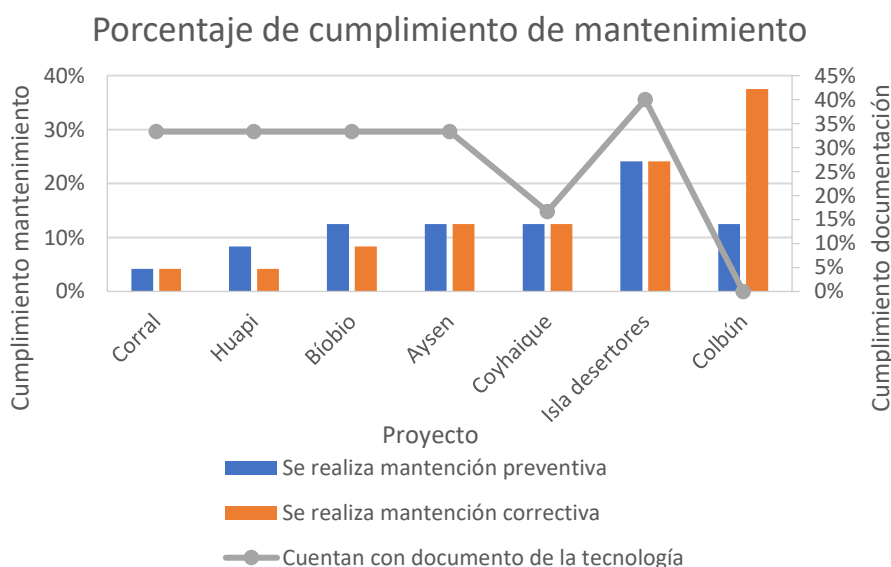


Ilustración 14. Porcentaje de cumplimiento de actividades de mantenimiento y documentación por proyecto

Sobre el gráfico anterior, se identifica que los proyectos con mayor cumplimiento de mantenciones son aquellos de generación centralizada como es el caso de Colbún e Isla Desertoires, ya que las actividades son centralizadas en un solo sistema facilitando su ejecución y deben ser ejecutadas por personal con conocimiento técnico. Por el contrario, en los proyectos fotovoltaicos, estas actividades dependen del beneficiario en ausencia de personal técnico, por lo que se presenta menor cumplimiento de forma general para

estos sistemas debido a falta de conocimiento, capacitaciones, manual de operación de los sistemas, así como también la falta de recursos para disponer de la asistencia técnica para cumplir con estas tareas a cabalidad.

A continuación, con el objetivo de identificar cuáles son las actividades recomendadas de mantenimiento que, si se realizan, se indica el análisis de actividades por componente donde se separan según tipo de tecnología de generación.

2.4.1.1. Sistema de generación fotovoltaicos

Aquellas actividades que deberían ser realizadas para la correcta mantención de los módulos fotovoltaicos se presenta a continuación.

Tabla 9. Mantenimiento recomendado para Módulos Fotovoltaicos

Módulos Fotovoltaicos	
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo
Verificar suciedad en módulos fotovoltaicos	Limpieza de módulos según indicaciones fabricante
Verificar estado de diodos de by pass utilizando cámara termográfica	Reemplazo de módulo fotovoltaico
Verificación de torque de módulo FV a soporte	Apriete de tornillos o tuercas de fijación
Verificar estado estructural de módulos fotovoltaicos (Rotura o trizadura de vidrio, corrosión de los conductores eléctricos)	Reemplazo de módulo fotovoltaico
Verificar inclinación	Corregir inclinación de acuerdo con zona
Verificar nuevas fuentes de sombra hacia los paneles	Eliminar fuente de sombra o reubicar módulos fotovoltaicos

De lo anterior, según lo evidenciado en cada proyecto se obtuvo el siguiente nivel de cumplimiento para cada tipo de actividad.

Prácticas módulos fotovoltaicos

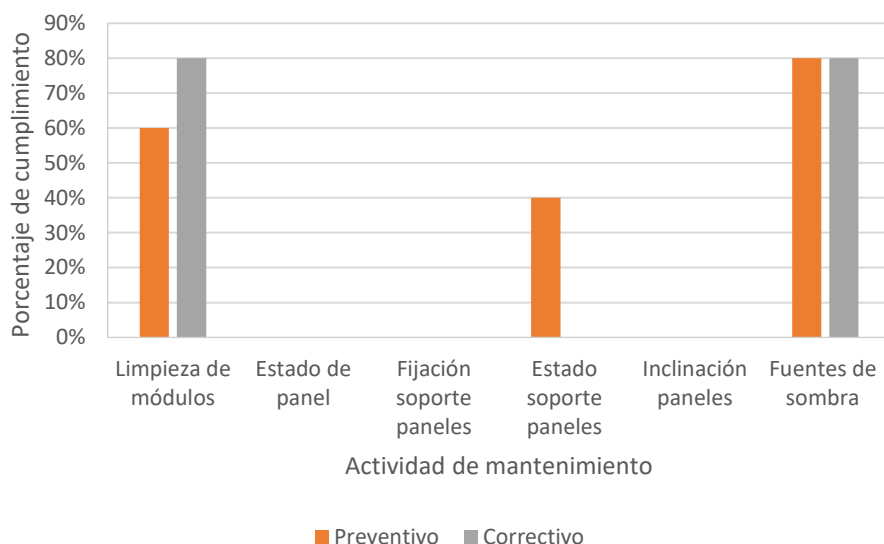


Ilustración 15. Nivel de cumplimiento de actividades de mantenimiento en módulos fotovoltaicos

En base a este gráfico, se destaca como buenas prácticas actuales la limpieza de los módulos y evitar fuentes de sombra que reduzcan la radiación. Sin embargo, corresponde a una mala práctica no realizar un control del estado del panel, verificar las suportaciones y que, en relación con lo mismo, se mantenga la inclinación óptima del panel para la ubicación geográfica. En cuanto al estado de los paneles, en el caso del proyecto de Coyhaique se observaron paneles con presencia de musgos por exceso de humedad o en caso de Alto Biobío paneles sulfatados o dañados, por lo que en estos casos no existe una práctica adecuada de inspección y reemplazo de paneles.

El siguiente componente evaluado es el inversor y regulador de carga. Sobre este se evaluaron las siguientes actividades de mantenimiento.

Tabla 10. Actividades de mantenimiento Inversor/Regulador de carga

Inversor/Regulador de carga	
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo
Observar indicadores de operación en la pantalla del inversor para validar la cantidad energía generada según capacidad del sistema	Revisar instalación eléctrica y operación de módulos FV
Observar temperaturas del equipo	Limpieza de aletas de disipación y/o reemplazo de filtro de aire, según modelo.
Revisar dispositivo de sobretensión	Mantenición según indicaciones de fabricante o cambio de equipo

Inversor/Regulador de carga	
Verificar el torque de las conexiones	Apriete de pernos o tornillos de fijación
Verificar fijación del equipo	Apriete de pernos o tornillos de fijación
Revisar configuración de uso de baterías, para evitar un exceso en la descarga de estas.	Configuración de parámetros de descarga
Verificar temperaturas de operación	Limpieza de filtros y aletas disipadoras
Revisar torque en conexiones eléctricas	Apriete de pernos o tornillos de fijación

En este punto, ninguna de las prácticas de mantenimiento recomendadas es realizada por los proyectos, únicamente en el caso del proyecto en Isla Huapi los usuarios verifican el nivel de energía generada ya que este visor fue instalado al interior de las casas, a diferencia de los demás proyectos en que el visor fue instalado en las casetas con el resto de los componentes, dificultando que este sea utilizado por los beneficiarios. Por lo anterior, se identifica como mala práctica el no realizar un seguimiento y control de operación del inversor y regulador de carga. Por otro lado, si bien no se evidencian actividades de mantenimiento, en los proyectos de Isla Huapi, Alto Biobío y Coyhaique estos componentes se encontraban en buen estado, asociado a la buena práctica de mantenerlos protegidos de la intemperie y suciedad, lo que no se presentó en Corral donde estos no cuentan con tablero o gabinete de protección o Aysén donde además de ser equipos antiguos, se encuentran con suciedad.

En cuanto a las baterías usadas de respaldo para los sistemas, se evaluaron las siguientes actividades.

Tabla 11. Buenas prácticas de mantenimiento para batería

Baterías	
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo
Verificar ambiente seco y exento de radiación solar	Cambiar ubicación o mejorar condiciones de la sala existente
Revisar torque en bornes de batería y conexionado con inversor/regulador de carga	Apriete de pernos o tornillos de fijación

En base a lo anterior, existe en algunos proyectos la práctica adecuada de revisar que la batería se encuentre en un lugar adecuado como en Coyhaique e Isla Huapi, sin embargo, no existen cuidados en cuanto al estado de las conexiones del cableado hacia este componente, como se aprecia en la gráfica a continuación.

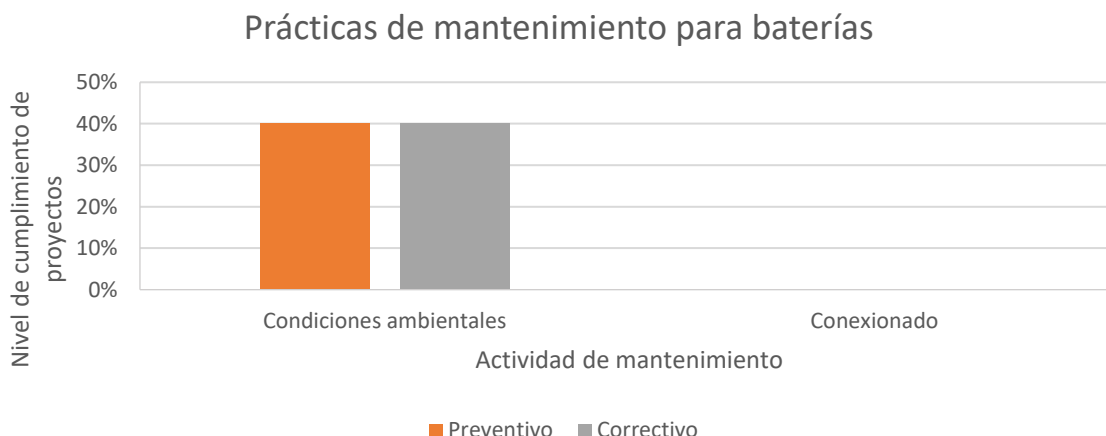


Ilustración 16. Nivel de cumplimiento de buenas prácticas mantenimiento en baterías

Si bien existe una preocupación sobre las condiciones ambientales, se evidencia que solo en los proyectos de Huapi, Coyhaique y Biobío estos elementos se encuentran en buen estado y resguardadas en casetas de adecuadas condiciones, ya que en el caso de Isla Huapi se pudo corroborar que esto es un requerimiento de las especificaciones técnicas del proyecto. Esto en contraste con los demás proyectos donde se evidenciaron baterías a la intemperie o en casetas en que de igual manera existe presencia de humedad, lo que ha llevado a que se presenten baterías hinchadas y con emanación de olores, lo anterior tiene relación en que en las bases técnicas no se solicita de forma explícita la protección de dichos componentes. Sumado a esto, se evidenciaron baterías de baja calidad o con tecnología gel ya que así se especificaba en las bases técnicas, las que deberían ser cambiadas por baterías de litio siendo en la actualidad la tecnología recomendada.

Finalmente, respecto al tipo de baterías, las especificaciones técnicas permiten que la tecnología a utilizar sea gel y da condiciones mínimas de requisitos a cumplir, pero no determina la calidad para discriminar entre distintas marcas que cumplan los requisitos básicos.

En cuanto a las actividades de mantenimiento de conexiones desde el panel, estructura de montaje y caja de conexiones CA/CC, no se observó aplicación de ninguna de las buenas prácticas que se listan en las siguientes tablas

Tabla 12. Buenas prácticas de mantenimiento para conexiones del panel

Conexiones desde el panel	
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo
Verificar voltaje del circuito abierto	Identificar módulo con problemas de generación
Revisar torque de las fijaciones de módulos	Apriete de pernos o tornillos de fijación
Revisar estado de conductores y torque en puntos de conexión	Apriete de pernos o tornillos de fijación y cambio de conductores eléctricos

Tabla 13. Buenas prácticas de mantenimiento para estructura del panel

Estructura de montaje	
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo
Revisar estado de sellado en la perforación del soporte al techo	Sellar perforación para evitar filtraciones
Revisar disposición de soporte, identificar desplazamiento o movimientos anormales	Apriete de pernos o tornillos de fijación, de seguir la anomalía, evaluar el techo o cambio de soporte

Tabla 14. Buenas prácticas de mantenimiento para Caja de conexiones

Caja de conexiones Corriente Alterna/Corriente Continua	
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo
Inspección de estado de cajas por corrosión o intrusión de agua. Limpiar, secar y sellar de ser necesario	Limpieza o cambio de caja
Comprobar estado de fusibles y conexiones eléctricas	Reemplazo de fusibles dañados
Verificar funcionamiento de interruptores y dispositivos de protección	Cambio de interruptores y dispositivos de protección

Sobre lo anterior, si bien se aprecia un buen estado en general de dichos componentes, se destaca la falta de revisión de apriete de conexiones eléctricas o cajas de conexiones sin protección de la intemperie lo que a la larga daña el sistema y disminuye su vida útil.

2.4.1.2. Hidroeléctrica

Realizando el mismo análisis para el proyecto particular de Colbún que corresponde a la tecnología de generación hidroeléctrica, destacan las buenas prácticas de mantenimiento para el sistema indicadas en la tabla a continuación, donde si bien no todos los puntos son abordados de forma preventiva, existe la acción correctiva para mantener la operación del sistema.

Tabla 15. Buenas prácticas de mantenimiento aplicadas en Colbún

Componente	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
Turbina	Revisión de lubricación en rodamiento	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	Si
	Verificar fuga de agua en sellos	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	Si

Componente	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
	Inspección de cojinetes	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	Si
	Inspección de pernos de fijación	No	Apriete de tornillos o tuercas de fijación	Si
Transmisión	Verificar acoples	Si	Corregir alineación o fijación de acople	Si
Bocatoma	Inspección toma de agua	Si	Limpieza de obstrucción	Si

Se evidencia que existen buenas prácticas de mantenimiento para los componentes principales del sistema, sin embargo, en el caso de la transmisión, si bien se realizan estas actividades, la inspección en terreno evidenció que acoples y correas se encuentran en mal estado, requiriendo recambio y ajustes. Esto significa que las buenas prácticas pueden requerir para su aplicación en otros proyectos, especificaciones que permitan que estas otorguen los beneficios esperados.

Por el contrario, hay actividades que no son realizadas, por lo tanto, de igual manera se identifican malas prácticas al no desarrollar un mantenimiento completo tal como se refleja en la siguiente tabla.

Tabla 16. Buenas prácticas de mantenimiento recomendadas y no realizadas

Componente	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
Turbina	Revisión de temperatura en rodets y carcasa	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	No
Tablero de control	Verificar torque de conexiones eléctricas	No	Apriete de tornillos o tuercas de fijación	No
Regulador de carga	Revisar configuración de uso de baterías, para evitar un exceso en la descarga de estas.	No	Configuración de parámetros de descarga	No
	Verificar torque y temperatura de conexiones eléctricas	No	Apriete de tornillos o tuercas de fijación	No
	Revisar lubricación de compuerta	No	Engrasado o cambio de pieza	No

Componente	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
Desarenador	Inspección de evacuación de arena	No	Limpieza de obstrucciones	No
Canal de conducción	Verificar obstrucciones en canal	No	Limpieza de obstrucciones	No
Cañerías	Inspección de fugas	No	Sellar fuga	No
	Verificar obstrucciones	No	Limpieza de obstrucciones	No
Canal de descarga	Verificar obstrucciones en canal	No	Limpieza de obstrucciones	No

Las principales malas prácticas que han llevado a tener problemas de operación en este proyecto corresponden a no evitar que material sólido ingrese a los ductos debido a que no se tomaron medidas como la implementación de un desarenador, lo que llevó a que una de las turbinas quede fuera de operación por daños sufridos en los álabes.

Respecto a lo anterior otra mala práctica identificada es que no existen registros sobre las actividades de mantenimiento de las centrales, por lo que no se pueden realizar análisis de fallas frecuentes, acciones correctivas tomadas, entre otra información que podría resultar de interés para la gestión y operación del sistema.

2.4.1.3. Eólico

El mismo análisis desarrollado para el proyecto de Isla Desertores, que cuenta con tecnología de generación eólica, identifica buenas prácticas asociadas al mantenimiento del generador, sistema eléctrico, control y monitoreo y baterías como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 17. Buenas prácticas de mantenimiento aplicadas por el proyecto

Componente	Registro	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
Generador	Si	Inspección de engrase de rodamientos	Si	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	Si
		Inspección y apriete de caja de bornas	Si	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	Si
		Verificar estado de intercambiador y filtros	Si	Limpieza de intercambiador y filtros	Si

Componente	Registro	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
Sistema eléctrico	Si	Verificar estado de protecciones eléctricas	Si	Reemplazo de protección	Si
Control y monitoreo	Si	Verificar comunicación entre instrumentos y equipos de bajada de datos	Si	Configuración de parámetros de operación o reparación de canales de comunicación	Si
Baterías	Si	Verificar ambiente seco y exento de radiación solar	Si	Cambiar ubicación o mejorar condiciones de la sala existente	Si
		Revisar torque en bornes de batería y conexión con inversor/regulador de carga	Si	Apriete de pernos o tornillos de fijación	Si

Además, se identifica como buena práctica que de aquellas actividades de mantenimiento que se realizan, los técnicos llevan registros y bitácoras a modo de historial de las intervenciones, lo que puede facilitar la planificación y gestión de recursos para la operación en el tiempo.

Por otro lado, existe un número importante de actividades de mantenimiento que no son realizadas como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 18. Buenas prácticas de mantenimiento no aplicadas por el proyecto

Componente	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
Mástil	Inspección de grietas en fundación	No	Análisis y reparación de fundación	No
	Verificación de torque en pernería y sujeciones	No	Apriete de pernos o tornillos de fijación	No
Aspas	Inspección de fisura y marcas de grieta	No	Reparación, según indicaciones de fabricante, de la zona afectada	No
	Inspección de decoloración y rugosidades	No	Reparación, según indicaciones de fabricante, de la zona afectada	No
	Inspección de bordes de ataque	No	Reparación de aspa o ajuste según ángulo requerido	No
Rotor	Inspección de retenes y engrases de rodamientos palas	No	Mantenimiento de acuerdo a indicaciones de fabricante	No
	Inspección de fisuras y verificación de torque tornillos de soporte de cono	No	Mantenimiento de acuerdo a indicaciones de fabricante	No
	Verificación de apriete y holguras caja de rodamiento	No	Mantenimiento de acuerdo a indicaciones de fabricante	No

Componente	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	
	Inspección de uniones de rotor y eje principal	No	Alineación de elementos acoplados y rectificación de torque	No
Multiplicado ra	Inspección de aceite (Análisis, fugas y nivel)	No	Cambio de aceite	No
	Inspección de rodamientos y engranaje	No	Mantenimiento de acuerdo a indicaciones de fabricante	No
	Inspección del sistema de refrigeración (bomba de aceite, fugas, circuitos, válvulas)	No	Mantenimiento de acuerdo a indicaciones de fabricante	No
	Verificar alineación, ruidos y vibraciones del equipo	No	Mantenimiento de acuerdo a indicaciones de fabricante	No
Generador	Inspección de anillos y escobillas	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	No
	Inspección devanado estator y rotor	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	No
Sistema de orientación	Inspección de dientes	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	No
	Inspección de engrase de corona y superficies deslizantes	No	Mantenimiento de acuerdo con indicaciones de fabricante	No
Sistema eléctrico	Verificar torque en conexiones eléctricas	No	Apriete de pernos o tornillos de fijación	No
	Verificar estado de aislación de conductores	No	Cambio de conductores	No
	Verificar estado de puesta a tierra	No	Cambio de conductores	No
Sistema de frenado	Inspección de zapatas de freno	No	Mantenimiento de acuerdo a indicaciones de fabricante	No
Control y monitoreo	Verificar estado de instrumentación	No	Reparación o cambio de instrumentación	No

De lo anterior, con impacto directo evidenciado durante la caracterización del proyecto, se identificó como mala práctica no inspeccionar el mástil y sus fundaciones, lo que llevó a que en varias de las islas el sistema perdiera el soporte y cayera, disminuyendo la potencia instalada de generación de los sistemas.

2.4.2. Aspectos esenciales para el buen funcionamiento de los sistemas instalados en la operación

Previamente se describieron las buenas y malas prácticas asociadas al mantenimiento de los sistemas, que apunta a la conservación de la calidad del servicio y la mantención de la vida útil de los componentes, por lo que, en este punto, se abordará una evaluación del uso como tal que le han dado los beneficiarios al suministro eléctrico.

2.4.2.1. *Nivel de carga de baterías*

Este aspecto es evaluado únicamente para los proyectos fotovoltaicos donde cada beneficiario tiene un banco de baterías propio.

En este punto se observó que la aplicación de buenas prácticas está relacionada con la información que pueden manejar sobre el estado de carga de baterías identificando distintos escenarios como se detalla a continuación.

En el proyecto de Isla Huapi, los beneficiarios cuentan con el visor que indica nivel de carga al interior de sus viviendas, permitiendo planificar el consumo de energía según este dato y evitando la caída del sistema por descarga completa de la batería lo que también acorta su vida útil.

En el caso del proyecto de Corral y Aysén, el visor disponible solo indica si la batería cuenta o no con carga, pero no su porcentaje, lo que impide aplicar buenas prácticas de control de uso de la energía y descarga de la batería.

Para los proyectos de Coyhaique y Alto Biobío, si bien existen visores, estos se implementaron en las casetas donde están los componentes y conexiones del sistema. Esto implica que las personas no le dan uso a esta información porque no están constantemente ingresando a esta caseta, por lo que no existen buenas prácticas sobre la gestión de carga de las baterías.

2.4.2.2. *Estado y limpieza de componentes del sistema*

Este aspecto es evaluado únicamente para los proyectos fotovoltaicos donde cada beneficiario debe contar con una caseta con los componentes de inversores y reguladores de carga, junto a las baterías, además de los módulos que se encuentran al exterior. Sobre esto se diferenciaron justamente en elementos de interior y exterior.

Para los elementos de exterior, correspondiente a los módulos fotovoltaicos se observó que en general se presentaban en buen estado, pero no en todos los casos se evidenció buenas prácticas en limpieza de la zona donde están instalados los paneles y mantención del cierre perimetral de este.

Por otro lado, para los elementos de interior, si bien mayormente se veían en buen estado, no se evidenciaban buenas prácticas de limpieza de los componentes.

2.4.2.3. *Uso de artefactos eléctricos*

Se recomienda como buena práctica la conexión solo de los equipos eléctricos incluidos en el diseño de los sistemas, evitando equipos de alta demanda como herramientas eléctricas o hervidores de agua.

Considerando lo anterior, en todos los proyectos, a excepción de Isla Huapi, se respeta la indicación de no conectar otros artefactos al sistema de consumo.

Respecto a Isla Huapi, si se identificó esta mala práctica y se considera que pueda estar asociada a la información que manejan del nivel de carga de baterías y a la mayor capacidad de generación que presenta dicho proyecto, lo que permitiría conectar de manera puntual demandas mayores de energía. Sin embargo, al realizar dicho consumo, de igual forma el respaldo de energía en baterías disminuye de forma importante, por lo que sigue siendo una mala práctica de operación.

Otro ejemplo de esta mala práctica se identificó en Isla Nayahue perteneciente al proyecto de Isla Desertoires, donde se buscó implementar un taller para servicio técnico de botes el que consideraba el uso de herramientas las cuales, por su alta demanda, al ser conectadas y usadas, generaban corte por sobrecarga en toda la isla.

2.4.2.4. *Habilitación de puntos de consumo*

Los sistemas de generación son diseñados tomando en cuenta determinada demanda de artefactos básicos para el uso de las viviendas, por lo que corresponde una mala práctica habilitar nuevos puntos de consumo o nuevos sistemas a los establecidos cuando se hayan puesto en marcha los sistemas de generación.

En general se identifica como buena práctica que los beneficiarios no modificaran sus sistemas eléctricos de consumo. Sin embargo, en los proyectos de Isla Huapi, Isla Desertoires y Alto Biobío si se identificaron nuevos puntos de consumo dentro de las viviendas y, en el caso de Isla Huapi, se habilitaron nuevos puntos de consumo para nuevas viviendas aledañas al beneficiario original. A pesar de lo anterior, no existían problemas del uso de los sistemas y se vieron instalaciones ordenadas y seguras.

2.5. Identificación de aspectos de mejora en la entrega del servicio y operación de los sistemas

En el presente capítulo se dan a conocer los resultados de la consulta hecha a los usuarios de los sistemas de generación estudiados, entregando una representación gráfica de las opiniones recibidas con respecto al funcionamiento y estado del sistema en general. A lo anterior, se suman las entrevistas realizadas a actores partícipes del modelo de gobernanza de cada proyecto.

2.5.1. Caracterización de la percepción y grado de satisfacción

En este punto, se presentan los principales resultados obtenidos a partir de las encuestas separados por tecnología de generación. El detalle de las encuestas aplicadas y el análisis individual por proyecto se puede revisar en el **Anexo 1.e - Encuestas proyectos**.

Respecto al nivel de confianza alcanzado con el total de encuestas aplicadas a los beneficiarios, se tiene el siguiente valor por cada proyecto.

Tabla 19. Niveles de confianza alcanzados en la aplicación de encuestas

Proyecto	Viviendas Totales	Muestra para 90% de confianza	Número Encuestas Presenciales	Número Encuestas Telefónicas	Total Encuestas	Nivel de confianza alcanzado
Coyhaique	27	25	13	11	24	90%
Aysén	40	35	20	16	36	>90%
Islas Desertores	152	97	62	44	106	>90%
Corral	30	27	17	11	28	>90%
Isla Huapi	151	97	50	52	102	>90%
Alto Biobío	97	74	34	0	34	76%
Colbún	31	28	15	13	28	90%
Todos los proyectos SSFV	345		134	90	224	>90%

Si bien en el anexo citado se encuentra el análisis individual de las encuestas por proyecto, a continuación, se realiza el análisis por tecnología, por lo que para el caso de SSFV, se consideran el total de 224 encuestas alcanzando más del 90% de confianza al abordar este universo.

Respecto al proyecto de Alto Biobío en el cual no se logró alcanzar el nivel de confianza solicitado, se detalla a continuación el contexto y la acción tomada para el análisis.

Tabla 20. Escenario para proyectos con nivel de confianza inferior

Proyecto	Encuestas Faltantes	Gestiones realizadas	Decisión
Alto Biobío	38	Se reitera la gestión de apoyo del municipio, considerando la factibilidad de realizar un focus group con los beneficiarios faltantes por encuestar.	No se cuentan con los recursos suficientes por parte de la Municipalidad para realizar una reunión online con todos los beneficiarios restantes, ya que existen problemas de conexión a internet y dificultades logísticas para transferir a los usuarios. Se decide dar por cerrado el proyecto con las encuestas que existen y actualizar intervalo de confianza
Coyhaique	1	Se realizó una segunda visita en terreno buscando encuestar presencialmente a todos los beneficiarios restantes.	Se logró encuestar a gran parte de los beneficiarios que faltaban. Dado que fue imposible localizar a una persona, pese a los esfuerzos, se tomó la decisión de dar por cerradas las encuestas para este proyecto. Igualmente se consiguió alcanzar el intervalo de confianza solicitado.

A modo de resumen, se presenta a continuación, las principales observaciones obtenidas de las encuestas en la siguiente tabla resumen.

Tabla 21. Principales observaciones obtenidas de las encuestas por sistema

Principales observaciones Operación y Mantenimiento
Fotovoltaico
Más de la mitad evalúa de buena a regular la administración
Casi en la totalidad de los proyectos no se ha realizado nunca un cambio de componente del sistema
Más de la mitad evalúa de buena a muy buena la calidad del servicio
Más de la mitad no conoce o no sabe a quién dirigirse en caso de problemas

Principales observaciones Operación y Mantenimiento
Las opciones con más respuestas como sugerencia de mejora fue que se debe mejorar la generación, seguida de la mantención, recambio y revisión de baterías y luego la asistencia técnica
Hidroeléctrica
Cortes de suministro superiores a 1 día
Más de la mitad evalúa de regular a mala la administración
Más de la mitad evalúa de regular a mala la respuesta ante reclamos
Más de la mitad evalúa de regular a mala la calidad del servicio
Más de la mitad no conoce o no sabe a quién dirigirse en caso de problemas
Más de la mitad considera que se debe mejorar la asistencia técnica y el mantenimiento
Generadores eólicos - Diésel
Más de la mitad evalúa de buena a muy buena administración
Más de la mitad evalúa de buena a muy buena la respuesta ante reclamos
Más de la mitad evalúa de buena a muy buena la calidad del servicio
Más de la mitad sabe a quién dirigirse en caso de problemas
Una parte importante no sabe o no considera necesaria mejoras del sistema, donde las siguientes opciones con más respuestas fue que se debe mejorar la asistencia técnica y el mantenimiento

A continuación, se presenta el detalle del análisis por tecnología.

2.5.1.1. Generación Hidroeléctrica – Colbún

La encuesta realizada en Colbún recogió las respuestas de un total de 25 personas.

Respecto a la cantidad de años en que cuentan con suministro eléctrico gracias al proyecto por sistema de autogeneración, 4 personas de la muestra señalan tener electricidad entre 6 y 10 años atrás, 4 personas entre 11 y 15 años, 2 personas entre 16 a 20 años, 8 personas no recuerdan y **7 personas reportan haber tenido suministro eléctrico y ya no contar con él**, como refleja el siguiente gráfico. Se considera la variación en respuesta a dos factores, uno de ellos imprecisión en respuestas debido a personas de mayor edad que no recordaban con claridad dicha

información, así también como instalaciones que fueron compradas por personas, por lo que desconocía el tiempo que llevaba operando el sistema.

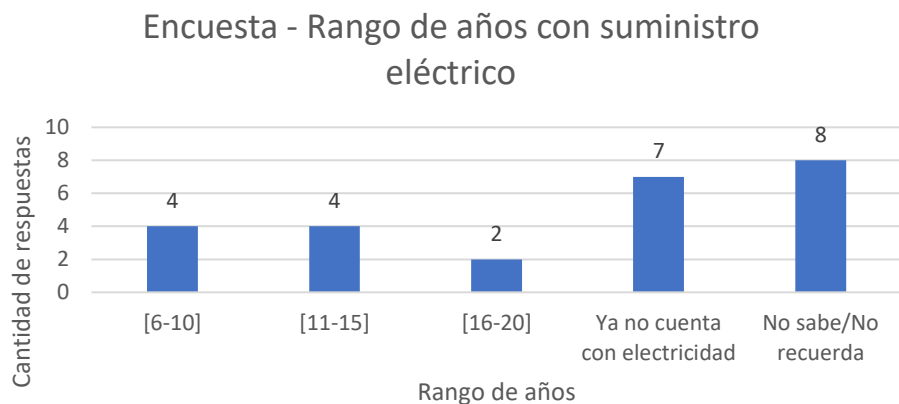


Ilustración 17 Rango de años en que cuenta con suministro eléctrico gracias al proyecto de autogeneración en El Melado, Colbún.

Respecto de cortes de electricidad, un 100% de las personas encuestadas (23 respuestas) reportan haber sufrido cortes.

Encuesta - Afectado por cortes de suministro

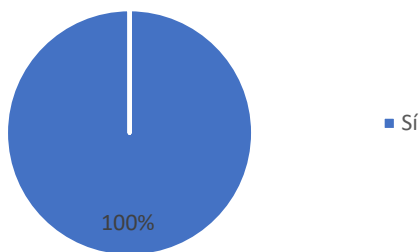


Ilustración 18 Existencia de cortes de suministro eléctrico en El Melado, Colbún.

Respecto a la duración de los cortes eléctricos, 2 personas reportan que su duración es de menos de un día, 6 personas que duran entre 1 y 2 días, 10 personas dicen que se extienden entre 3 a 5 días y 7 personas reportan cortes de más de 5 días.

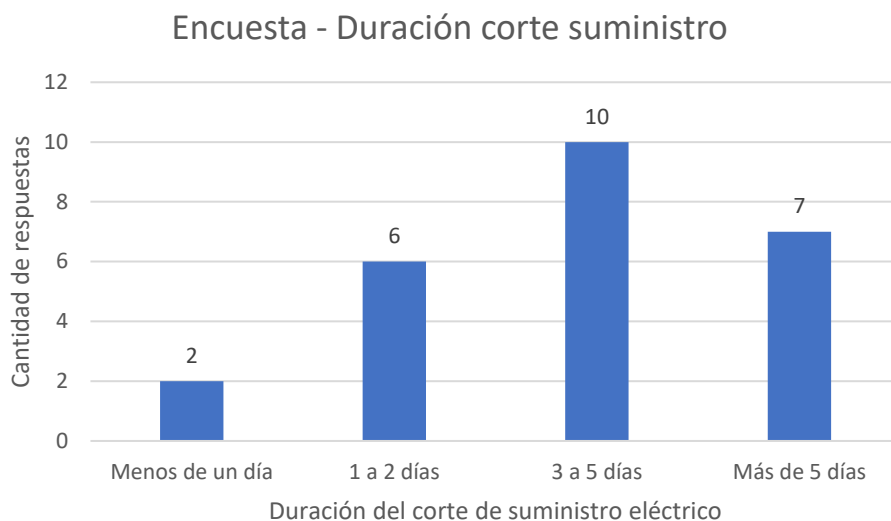


Ilustración 19 Duración de cortes de suministro eléctrico en El Melado, Colbún.

Por otra parte, y respecto de la evaluación que realizan las personas encuestadas sobre la administración del servicio, en una escala de 1 a 5, donde 5 es muy satisfecho y 1 es muy insatisfecho, 3 respuestas apuntan a señalar que evalúan con 5 este aspecto del proyecto, 8 lo evalúan con 4, 2 personas con 3, 5 personas con 2 y 7 personas con 1.

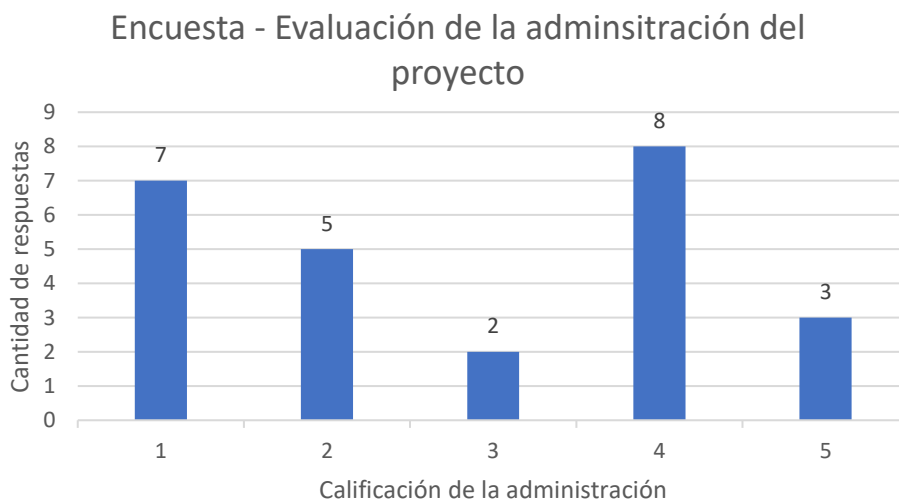


Ilustración 20 Evaluación de la administración del servicio en El Melado, Colbún.

Dentro de la evaluación a la calidad de la prestación del servicio y el nivel de las gestiones para la correcta operación del sistema se consideran que la baja calificación por parte de los beneficiarios está ligada a la no existencia de un comité que administre como tal el proyecto. Por otro lado, existe baja coordinación y comunicación con el municipio,

impactando en la solución de problemas y obtención de recursos para la mejor operación del proyecto. Todo lo anterior, lleva a los beneficiarios a contar con una baja evaluación de la administración del servicio.

En la misma escala (5=muy satisfecho; 1=muy insatisfecho), las personas evalúan la calidad de las respuestas que han obtenido cuando realizan consultas y/o reclamos. Los datos muestran que ninguna persona evalúa con el puntaje máximo este aspecto del proyecto, 2 personas lo evalúan con 4, 4 personas con 3, 8 personas con 2 y 11 personas con 1.

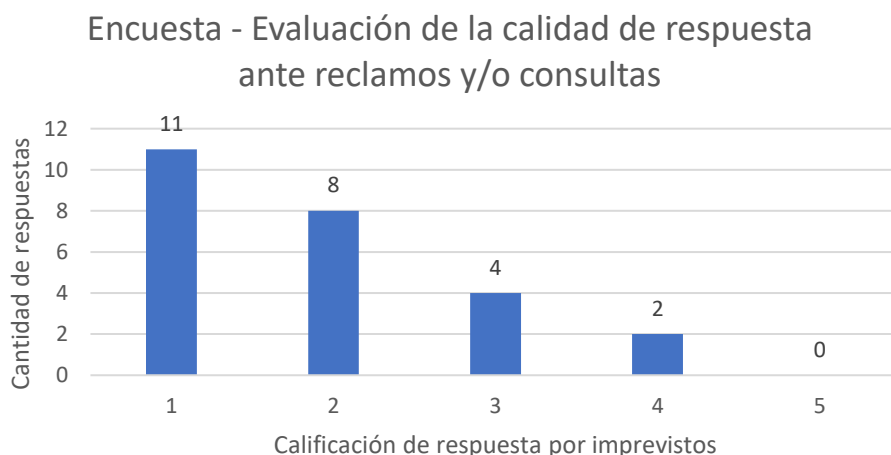


Ilustración 21 Evaluación de la calidad de respuesta cuando presenta consultas y/o reclamos en El Melado, Colbún.

Respecto del servicio en general, solo 3 personas lo evalúan como un buen servicio, 13 como regular y 9 como un mal servicio.

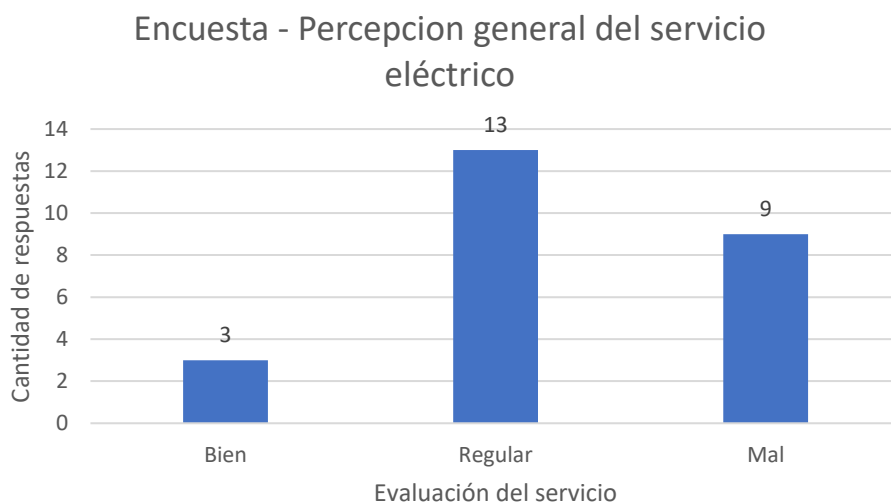


Ilustración 22 Evaluación de la calidad general del servicio

En cuanto a si tienen conocimiento sobre a quién contactar o dirigirse en caso de asistencia técnica o reclamos del servicio, más de la mitad de las personas no tiene conocimiento sobre ello.

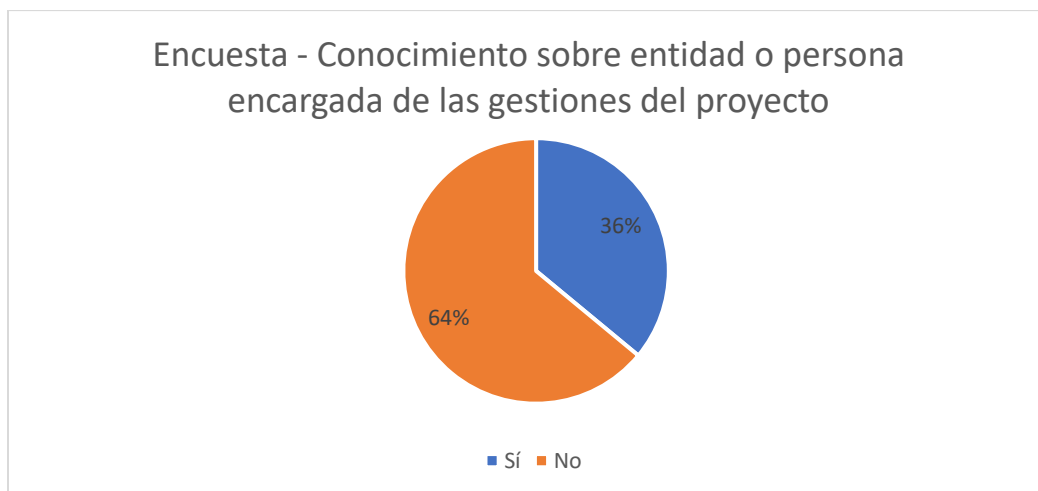


Ilustración 23. Conocimiento de a quién (entidad o persona) dirigirse en caso de asistencia técnica y/o reclamos

Por otra parte, y en cuanto a las mejoras que sugieren las personas encuestadas, se nombran aspectos de mejora en términos del mantenimiento del sistema (12 personas), en la asistencia técnica (8 respuestas), 1 persona sugiere contar con un sistema adicional, 1 persona sugiere volver a contar con electricidad y 2 personas están conformes con el servicio.

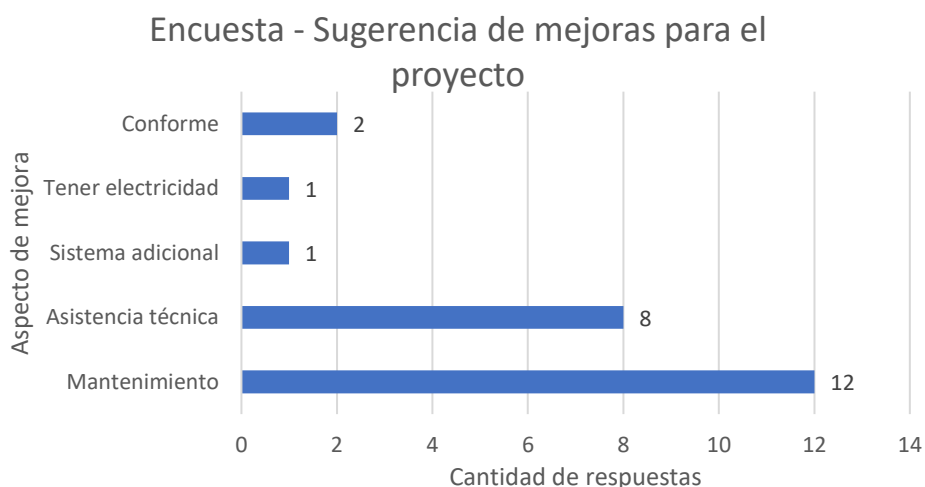


Ilustración 24 Sugerencias de mejoras al sistema en El Melado, Colbún.

En resumen, en Colbún se presenta un número considerable de personas que perdió el suministro, junto con frecuentes y prolongadas interrupciones de suministro. Lo anterior es consistente con que buena parte de los encuestados declaren posibles mejoras tanto el mantenimiento con la asistencia técnica.

2.5.1.2. Generación Eólica – Isla Desertoires

La encuesta realizada en Isla Desertoires recogió las respuestas de un total de 91 personas. Respecto a la cantidad de años en que cuentan con suministro eléctrico gracias al proyecto por sistema de autogeneración, 3 personas de la muestra señalan tener electricidad entre 0 y 5 años atrás, 62 personas reportan tener el suministro entre 6 y 10 años atrás, 13 personas reportan tenerlo entre 11 y 15 años atrás y 1 persona entre 16 y 20 años atrás, como refleja el gráfico siguiente:

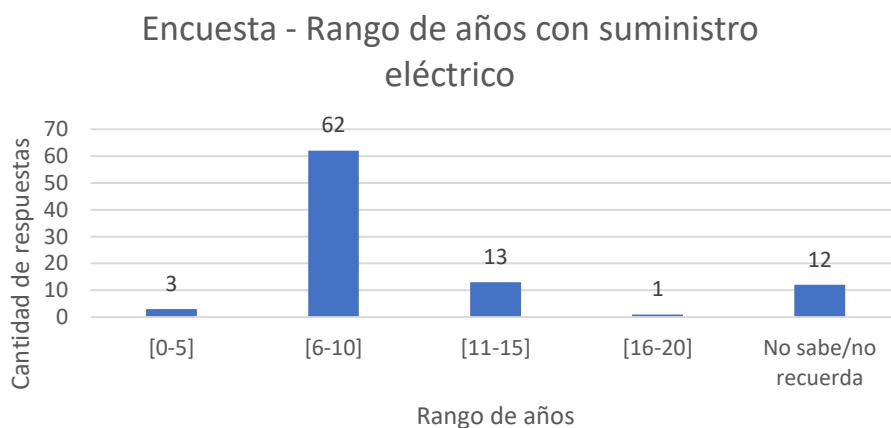


Ilustración 25 Rango de años en que cuenta con suministro eléctrico gracias al proyecto de autogeneración en Isla Desertoires, Palena.

Respecto de cortes de electricidad, un 98% de las personas encuestadas (89 respuestas) reportan haber sufrido cortes y un 2% (2 respuestas) contesta que no ha sufrido de cortes de suministro eléctrico.

Encuesta - Afectado por cortes de suministro

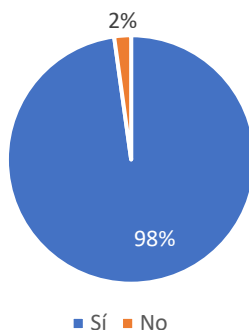


Ilustración 26 Existencia de cortes de suministro eléctrico en Isla Deserto, Palena.

Por otra parte, y respecto de la evaluación que realizan las personas encuestadas sobre la administración del servicio, en una escala de 1 a 5, donde 5 es muy satisfecho y 1 es muy insatisfecho, 40 respuestas apuntan a señalar que evalúan con 5 este aspecto del proyecto, 32 lo evalúan con 4, 17 personas con 3, 1 persona con 2 y 1 persona con 1.

Encuesta - Evaluación de la administración del proyecto

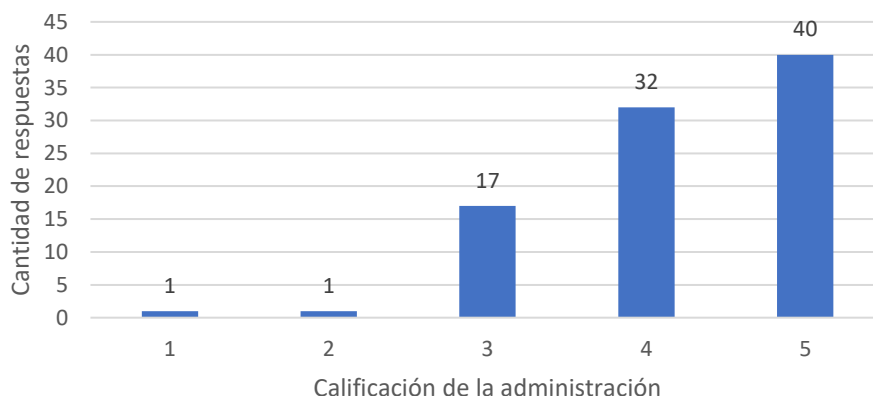


Ilustración 27 Evaluación de calidad de la administración del proyecto

En cuanto a la calidad de la respuesta recibida en caso de reclamos 42 personas evalúan con puntaje 5, 19 personas con puntaje 4, 18 personas con puntaje 3, 6 personas con puntaje 2 y 6 personas con puntaje 1.

Encuesta - Evaluación de la calidad de respuesta ante reclamos y/o consultas

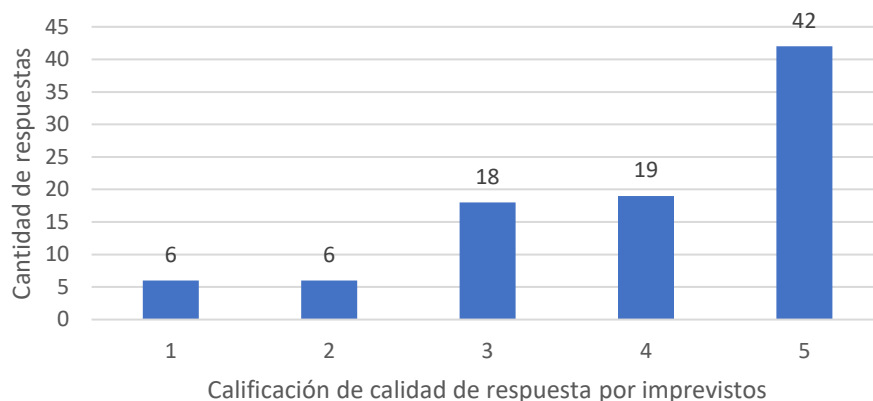


Ilustración 28. Evaluación de la calidad de respuesta cuando presenta consultas y/o reclamos en Islas Desertores, Palena

Respecto del servicio en general, 58 personas lo evalúan con puntaje máximo (5, 'muy satisfecho'), 24 personas con puntaje 4, 6 personas con 3 y 3 personas con 2.

Encuesta - Calificación de satisfacción general del proyecto

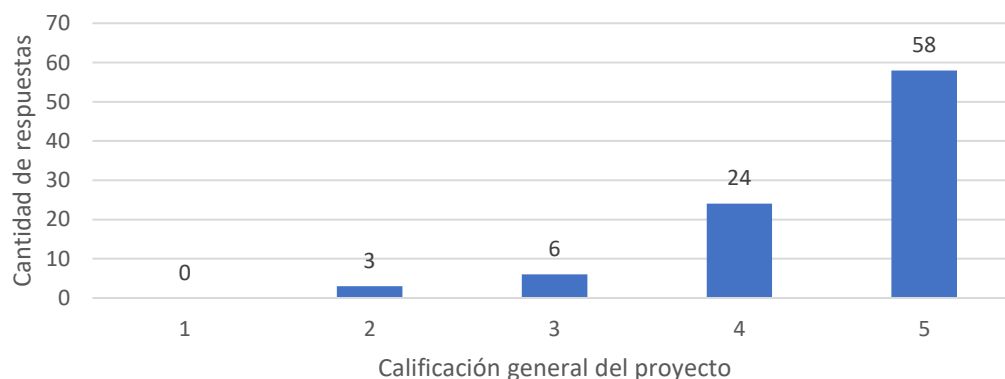


Ilustración 29 Evaluación del servicio en general en Isla Desertores, Palena.

Por otra parte, y en cuanto a las mejoras que sugieren las personas encuestadas, se nombran aspectos de mejora en la mantención del sistema (18 respuestas), en la asistencia técnica y capacitaciones (11 respuestas), en la generación de energía (8), en la comunicación con la empresa (6), en los cobros (6), utilizar un sistema alternativo y/o adicional, reponer el aspa eólica (3), mejorar la conexión (2) y la regulación (1). Adicionalmente, 24 personas apuntan a que no sugieren mejoras al sistema.

Encuesta - Sugerencia de mejoras para el proyecto

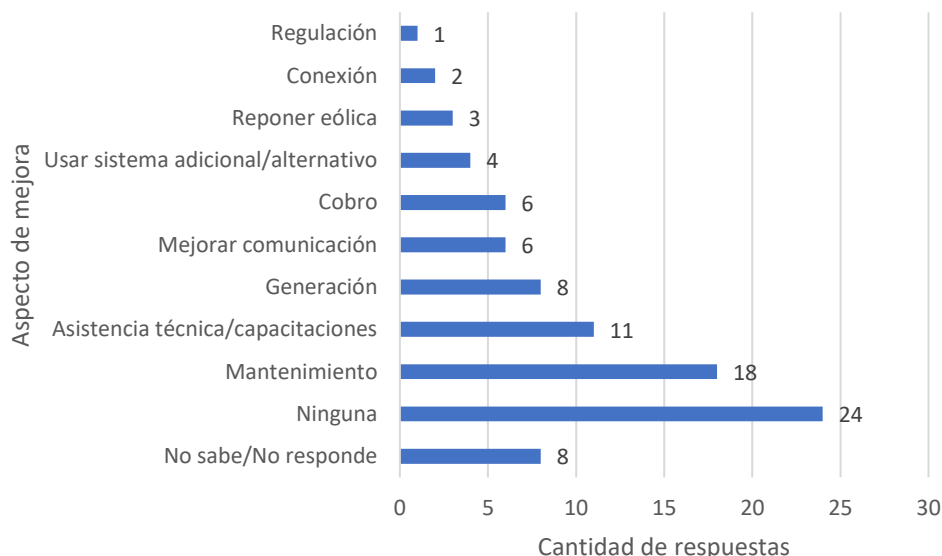


Ilustración 30 Sugerencias de mejoras al sistema en Isla Desertoires, Palena.

Finalmente, destacar que no existen personas que hayan perdido el suministro, además de que el sistema se evalúa de manera positiva por los usuarios, donde la respuesta con mayor adhesión fue que no se requerían mejoras.

2.5.1.3. Fotovoltaico – Alto Biobío, Aysén, Corral, Coyhaique e Isla Huapi

La encuesta realizada agrupando los proyectos Fotovoltaicos recoge las respuestas de un total de 216 personas.

Respecto a la cantidad de años en que cuentan con suministro eléctrico gracias al proyecto de sistemas de autogeneración, 123 personas señalan tener electricidad entre 0 y 5 años, 57 personas de la muestra señalan tener electricidad entre 6 y 10 años atrás, 17 personas no saben o no recuerdan y **19 personas reportan haber tenido suministro eléctrico y ya no contar con él**, como refleja el siguiente gráfico.

Encuesta - Rango de años con suministro eléctrico

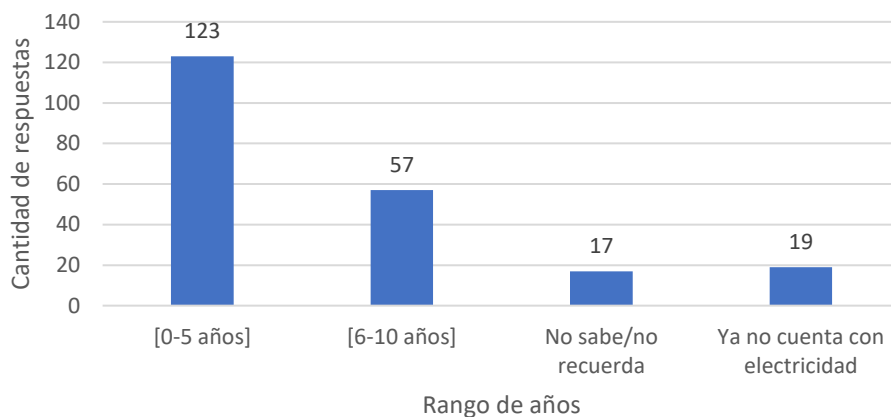


Ilustración 31 Rango de años en que cuenta con suministro eléctrico gracias al proyecto autogeneración

Por otra parte, y respecto de la evaluación que realizan las personas encuestadas sobre la administración del servicio, en una escala de 1 a 5, donde 5 es muy satisfecho y 1 es muy insatisfecho, 93 respuestas apuntan a señalar que evalúan con 5 este aspecto del proyecto, 4 evalúan con 4,5, 37 lo evalúan con 4, 31 personas con 3, 16 personas con 2 y 32 personas con 1.

Encuesta - Evaluación de la administración del proyecto

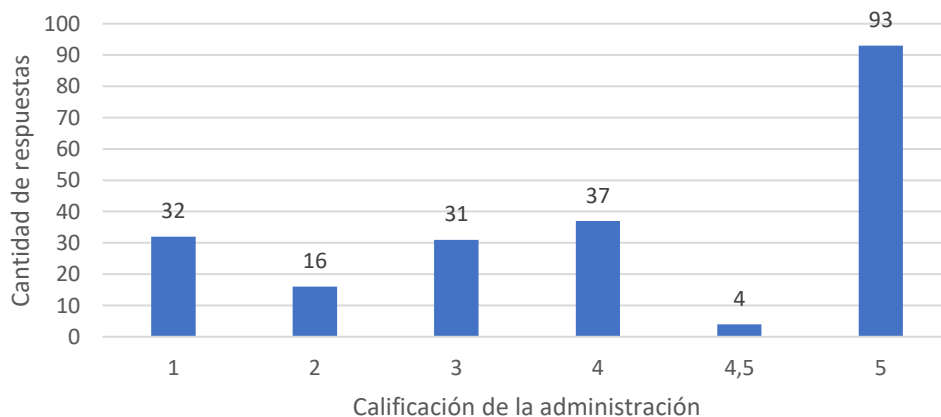


Ilustración 32 Evaluación de la administración del servicio

En la misma escala (5=muy satisfecho; 1=muy insatisfecho), las personas evalúan la calidad de las respuestas que han obtenido cuando realizan consultas y/o reclamos. Los datos muestran que 76 persona evalúa con el puntaje máximo este aspecto del proyecto, 30 personas lo evalúan con 4, 35 personas con 3, 22 personas con 2, 51 personas con 1 y 2 personas no responden.

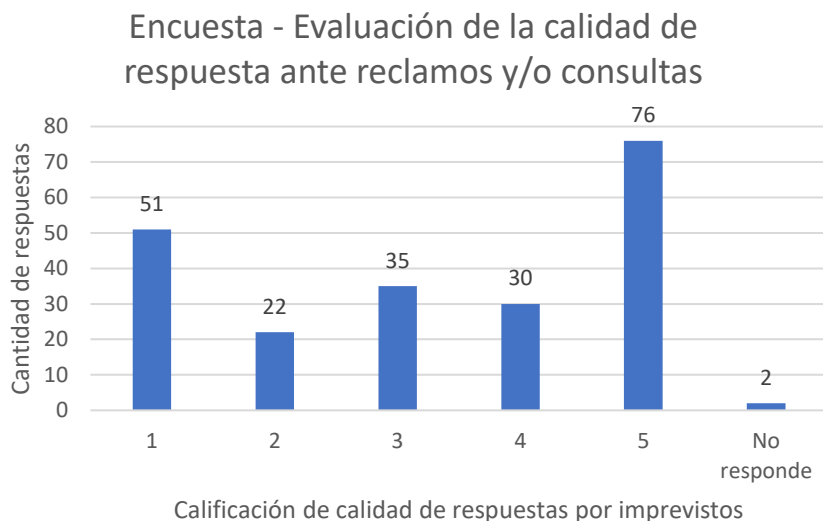


Ilustración 33 Evaluación de la calidad de respuesta cuando presenta consultas y/o reclamos

En cuanto a la intervención para recambio de componentes, ya sea por falla o por antigüedad 203 personas responden que nunca se ha realizado cambios de componentes, 10 responden que sí lo han realizado y solo 3 personas no responden al respecto.

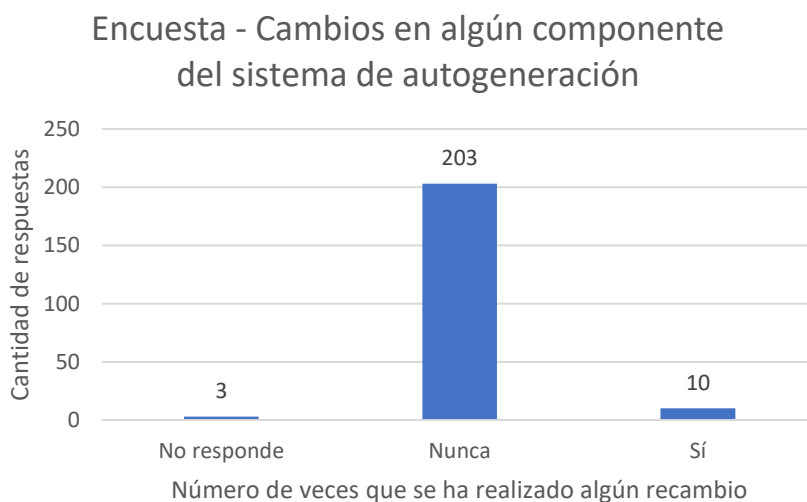


Ilustración 34 Veces que un componente ha sido cambiado en el SSFV

Por otra parte, y en cuanto a las mejoras que sugieren las personas encuestadas, se nombran aspectos de mejora en términos de generación (75 personas), mantención (31 respuestas), recambio y revisión de baterías (23 personas) y asistencia técnica (20 personas) concentran la mayor cantidad de sugerencias. Del total, solo 33 personas declararon estar conforme con el servicio.

Encuesta - Sugerencia de mejoras para el proyecto

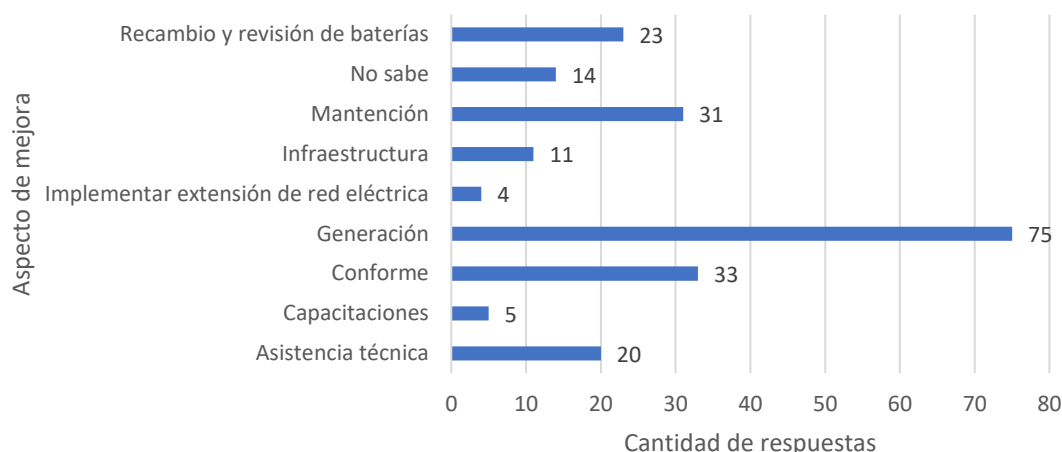


Ilustración 35 Sugerencias de mejoras al sistema.

2.5.2. Contextualización y percepción de actores claves

Para conocer la perspectiva de los actores que participan de alguna u otra manera en la operación de los proyectos, se efectuaron entrevistas para levantar la visión de la situación actual de los proyectos, así como las oportunidades de mejora que han sido detectadas por ellos.

El detalle de las entrevistas se puede revisar en el **Anexo 1.e - Entrevistas proyectos**. A continuación, se presenta el resumen de los actores entrevistados por proyecto.

Tabla 22. Actores entrevistados por proyecto

Proyecto	Numero de entrevistas	Personas entrevistadas
Alto Biobío	2	Francisco Hermosilla, desarrollo de proyectos, Municipalidad de Alto Biobío Víctor Rosas, director SECPLAN
Aysén	3	Oscar Cadagán, presidente Comité Lago Zenteno Víctor Elgueta, presidente Comité Los Torreones Jorge Venegas, Inspector técnico de proyectos Gobierno Regional de Aysén

Proyecto	Numero de entrevistas	Personas entrevistadas
Colbún	1	Irma Castillo, socia de la junta de vecinos del Melado
Corral	2	Ángela Pérez, gerente Cooperativa Tres Chiflones Leonardo Vera, encargado de relaciones comunitarias Seremi de Energía
Coyhaique	1	Jaime Jara, presidente Comité de Electrificación San Miguel
Isla Huapi	3	Víctor Antillanca, presidente Comité de Electrificación Isla Huapi Leonardo Vera, encargado de relaciones comunitarias Seremi de Energía Nicole Ávila, directora SECPLAN
Isla Desertoires	3	Víctor Barría, operador central combinada Chulin Jaime Anguita, administrador del proyecto en Constructora Puerto Octay Marcos Hernández, encargado del mantenimiento de las centrales

Al momento de analizar las respuestas de los distintos actores, se identifican temas recurrentes que son señalados tanto al mencionar problemas como oportunidades de mejora. A continuación, se presentan dichos tópicos y una síntesis de los aspectos relevantes abordados por cada uno de ellos.

El primer tema identificado corresponde a las consideraciones y criterios usados en la etapa de diseño, según se detalla a continuación.

Tabla 23. Observaciones para la etapa de diseño levantadas en entrevistas

Principales observaciones etapa de Diseño
General
Las estimaciones de consumo deberían considerar usos de energía asociados a congelador debido a que por condiciones climáticas las familias no pueden abastecerse de este artefacto eléctrico en un periodo extenso de tiempo durante el invierno.
También debería considerarse más puntos de iluminación y enchufes.
Fotovoltaico
Se debió considerar las condiciones climáticas del sector principalmente en invierno donde las heladas y nieve afectan los sistemas

Principales observaciones etapa de Diseño
Falta de estudio de la situación meteorológica del terreno, porque la generación en invierno es deficiente. Se debería tener en cuenta el consumo proyectado en el tiempo. Se debe mejorar la calidad de las baterías usadas en los proyectos para mejorar vida útil y nivel de prestación.
Hidroeléctrica
Diseñar mecanismos que reduzcan el ingreso de material sólido al sistema para evitar el deterioro de aspas en la turbina. Diseñar sistemas de control y monitoreo remoto.
Generadores eólicos
Considerar mejor las condiciones climáticas como la velocidad del viento ya que muchas de las eólicas se cayeron por falla en suportación.
Generadores diésel
El transporte de combustible debe ser considerado para evaluar la factibilidad logística bajo las condiciones particulares del proyecto (caminos en malas condiciones, accesos o pasos por terrenos privados, etc.)

Tabla 24. Observaciones para Operación y mantenimiento levantadas en entrevistas

Principales observaciones Operación y Mantenimiento
General
Actualmente no se realizan mantenciones en los sistemas, por lo que creemos que se debe asegurar una mantención semestral y asistencia técnica constante. No existe apoyo técnico ni ningún plan de mantención para los sistemas. Se debería llevar registro de mantención. Cuando los sistemas son antiguos la mantención no es suficiente para su continuidad de operación, requiere incluir reinversiones.
Fotovoltaico
Las personas no cuentan con los conocimientos básicos para poder manejar de buena manera el sistema. Las baterías son las mayores quejas en cuanto a operación y mantenimiento las personas no cuentan con los conocimientos básicos para poder manejar de buena manera el sistema. Por falta de personal técnico capacitado para paneles no se realiza mantención. Si bien a las familias se les capacita se requiere mayor seguimiento.

Principales observaciones Operación y Mantenimiento
Problemas: La hinchazón de las baterías, el desgaste de la eficiencia de los paneles y el mal estado del inversor. Uno de los principales problemas para la operación de los sistemas es el desgaste actual de las baterías.
Hidroeléctrica
Caída de líneas, problemas de estero que trae mucha piedra y deterioro de aspas en la turbina. Problemas: Sobre consumo y bajada de generador. La central queda corta para la demanda de energía. Se necesita una mantención regular de las micro centrales. Asignar a un técnico para que venga regularmente a revisar.
Generadores eólicos
Sobre consumo y bajada de generador. La central queda corta para la demanda de energía y también puede que el banco de baterías este dañado. Renovación de los equipos, se requiere una inversión, renovación de equipo e incluso ampliación de potencia.
Generadores diésel
Problemas en el transporte de combustible.

Tabla 25. Observaciones para los Modelos de gestión levantadas en entrevistas

Principales observaciones Modelo de gestión
General
Añadiría un área técnica que provea de mantenciones regulares a los sistemas. Las dificultades de gestión del proyecto y de ayuda a las comunidades son: - Alta dispersión de las comunidades. - Difícil acceso a las viviendas. - Condiciones climáticas abruptas en que no es posible llegar al lugar de los beneficiarios, por ejemplo, invierno con nieve Se ha mejorado la comunicación con las comunidades desde que se realizan visitas con los facilitadores, ellos conocen a todas las personas y crean el nexo con la municipalidad. Debe ser evaluado establecer un comité, pero por comunidad, que puedan colaborar en la recaudación de fondos en grupo de comunidades, y que se haga cargo de las instalaciones. No existe estructura de costos.

Principales observaciones Modelo de gestión
Falta de personal técnico capacitado y tener la posibilidad de contratar personal para actividades de mantenimiento.
Empresa operadora del sistema reporta al Gobierno Regional presupuesto y condiciones de servicio de generación.

En términos generales, se evidencia que no se cuenta con un modelo de gestión definido para todas las etapas del proyecto, en especial una vez entra en operación e incluyendo etapa final una vez se cumpla el ciclo de vida. Se podría definir un modelo de gestión estandarizado para cada etapa de ciclo de vida de un activo: Diseño, adquisición, operación y mantenimiento (incluyendo cobros) y disposición final y/o renovación de componentes. El objetivo es contar con una articulación de actores gubernamentales, privados y de beneficiarios que faciliten el desarrollo y operación de los proyectos de electrificación rural para asegurar su sostenibilidad en el tiempo, para lo cual es necesario formalizar las funciones y responsabilidades de estos actores, así también como los mecanismos de fiscalización de cumplimiento, junto con los recursos necesarios para la dedicación por ejemplo del personal de municipios para mantener las coordinaciones con los comités y beneficiarios.

Los modelos de cobro no son eficientes, presentando también dificultad para realizar un balance monetario de las instalaciones. Dado que en general no se realizan mantenciones, y hay proyectos cerca del final de su vida útil, no se proyectan reinversiones para garantizar la continuidad operativa.

En cuanto al diseño de los proyectos, falta considerar de mejor manera las particularidades de cada ubicación, especialmente clima y accesos. También se debiesen considerar proyecciones de crecimiento para asegurar el suministro futuro de cada comunidad.

2.5.3. Fichas de evaluación

Adicional a las encuestas y entrevistas, la caracterización de la operación actual, también se realizó por medio de la inspección visual en las instalaciones de cada beneficiario. Para presentar estos resultados y la evidencia levantada, se presenta el **Anexo 1.e - Fichas de evaluación**.

Dichas fichas se presentan por proyecto e incluyen los siguientes antecedentes.

1. Estado de la infraestructura y condición técnica de operación: Se precisa los equipos identificados del sistema, una descripción de la tecnología respectiva, observaciones sobre el estado y respaldo fotográfico del equipo. Además, se incluye la ubicación geográfica de los beneficiarios.
2. Situación actual del sistema: Descripción de las condiciones actuales de la prestación del servicio y observaciones generales sobre los hallazgos presentados en el punto 1.
3. Administración del sistema: Descripción de los mecanismos de gestión actual con que cuenta el proyecto.

3. Análisis del marco regulatorio referente a la autogeneración rural

En el presente capítulo, en primer lugar y a modo de introducción, se realiza una descripción del contexto general respecto a las normativas y marco regulatorio de autogeneración rural, con el objeto de entregar un enfoque común al estudio específico de experiencias comparadas. En segundo lugar, se presenta un estudio del caso chileno en relación con la autogeneración rural, así como distintas experiencias internacionales que presentan un gran desarrollo en la materia. En base a dicho análisis, luego se identifican y caracterizan, en específico, los vacíos legales del marco regulatorio chileno en términos de autogeneración rural.

En base a lo anterior, se desarrolla una propuesta de normativa que garantice la sustentabilidad de los proyectos futuros de autogeneración de energía rural. Para ello, se tomará en cuenta el marco normativo de autogeneración y las barreras de entradas, las deficiencias y brechas de los modelos de gestión de los proyectos analizados. Asimismo, se considerarán aquellos elementos esenciales que debe tener una normativa de electrificación rural, sean estos relacionados en forma directa e indirecta con la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración.

Finalmente, se identifican aquellos cambios y/o modificaciones en el sistema de tarifas y otorgamiento de subsidios vigente para los proyectos de autogeneración. Para ello, se toma en cuenta los sistemas actuales de determinación de tarifa tanto para sistemas regulados como los de autogeneración, y los subsidios a los cuales estos últimos pueden optar durante la ejecución y operación de los sistemas de autogeneración rural.

3.1. Contexto general de experiencias nacionales e internacionales respecto a normativa y marco regulatorio de autogeneración rural

El análisis de las experiencias nacionales e internacionales de proyectos de autogeneración rural se basa en la observación y estudio de medidas regulatorias y programas de políticas públicas que los distintos países han implementado para proyectos no conectados a las redes de distribución (denominados en inglés como proyectos “*off-grid*”) para garantizar el acceso a la electricidad en zonas rurales.

La implementación de sistemas *off-grid* ha sido reconocida como una solución clave para aumentar la cobertura en el acceso a la energía eléctrica en zonas no electrificadas, en aquellos casos en que la expansión de las redes de transmisión y/o distribución no

resulta viable (ya sea técnica y/o económicamente), pudiendo así responder a tiempo respecto de dichas contingencias de una manera sustentable y costo-eficiente.

De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por su sigla en inglés "*International Renewable Energy Agency*"), se estima que las soluciones *off-grid* puedan suministrar cerca del 60% de la generación que se necesita para satisfacer el acceso universal a la electricidad².

Los proyectos no conectados a la red de distribución, en base a energías renovables se clasifican en general, en la literatura, reportes, y normativas internacionales como:

- 1) "Sistemas autónomos" (*stand-alone systems*) en los que mayormente se identifican soluciones tales como sistemas solares domésticos (*solar home systems o SHS*), y
- 2) Aquellos sistemas que se identifican como "mini - redes" a base de energía solar, eólica o hidroeléctrico, biomasa, biogás y/o sistemas híbridos, con una capacidad menor a un 1 kW a 10 MW, que pueden estar interconectadas a la red principal o que no se encuentran conectados, suministrando electricidad de forma aislada (también señalados como "Sistemas aislados").³

En relación con lo anterior, los sistemas fotovoltaicos autónomos representan el primer paso en la escala para el acceso a la electricidad, proveyendo de servicios básicos. Sin embargo, el avance tecnológico ha permitido desbloquear de forma eficiente otros usos. Por otro lado, las mini - redes se encuentran en un término intermedio entre el avance de los sistemas autónomos y la extensión de las redes de distribución, mediante los cuales se puede proveer servicios a mayor escala, desde clientes residenciales hasta usos comerciales y productivos en las comunidades respectivas.⁴

Este tipo de proyectos se ha implementado con mayor preponderancia en África y Asia, zonas en que las condiciones territoriales y demográficas no han permitido el acceso a la energía eléctrica de forma masiva, debido a los altos costos de la expansión de la red. Por otro lado, el sector privado tampoco, en primera instancia, visualiza proyectos de autogeneración como una inversión rentable debido a importantes barreras, como por ejemplo el bajo nivel de ingresos de los hogares a los que se les proporciona el suministro.

No obstante, lo anterior, la disminución del costo de la tecnología ha permitido que hoy en día el sector privado esté dispuesto a acelerar dicho crecimiento en el suministro de electricidad no conectada a las redes, combinando el desarrollo tecnológico con nuevos modelos de negocio y de financiamiento⁵. Asimismo, y como se ha observado en experiencias internacionales, el sector privado incluso ha jugado un rol importante en el desarrollo y diseño de políticas públicas de electrificación rural para alcanzar las metas propuestas.

² Energy Catalyst, 'Theme Guide : Off- Grid Regulations & Standards'.

³ IRENA, 'Policies and Regulations for Renewable Energy Mini-Grids' (2018). P.7

⁴ ibid. p.6

⁵ Energy Catalyst (n 1)

De acuerdo al estudio de *Energy Catalyst "Theme Guide: Off-Grid Regulations and Standards"*, los desarrolladores privados pueden generar confianza en sus modelos tecnológicos y financieros adhiriéndose o alineándose con los estándares internacionales, no solo a aquellos asociados a los componentes de su infraestructura energética, sino que también en indicadores comunes que pueden facilitar la tarea para aquellos inversores cuando se deben comparar las compañías relacionadas a los sistemas *off-grid* entre una y otra.

De esta manera, los gobiernos de países con baja cobertura de electrificación rural han implementado metas, planes y estrategias a modo de primer paso para incentivar a los diferentes actores involucrados en proporcionar dichos servicios energéticos. Los objetivos son variados, algunos han apuntado a la capacidad total de los sistemas autónomos instalados o personas atendidas; otros, por ejemplo, especifican la tecnología que se debe utilizar. Como resultado, estos objetivos han sido respaldados con políticas específicas, reglamentos, y mecanismos de apoyo financiero y fiscal⁶.

A pesar de los múltiples impulsos, la implementación de medidas regulatorias tiene un desarrollo paulatino. Según lo señalado por la IRENA, el desarrollo de estas mismas se puede clasificar en tres niveles de avance, los cuales gradualmente debiesen tender a asegurar un crecimiento sustentable y maximizar los beneficios socioeconómicos de la implementación de medidas tendientes al acceso a la electricidad⁷:

- Las medidas primarias se relacionan con un marco energético nacional y permanecen bajo la supervisión de instituciones públicas encargadas de los asuntos de energía, como por ejemplo los ministerios de energía y sus agencias relacionadas. En este tipo de medidas podemos observar el desarrollo de políticas, reglamentos, planes de electrificación rural, marcos regulatorios, normas de calidad y apoyo financiero directo a los proyectos de mini - redes o de autogeneración fotovoltaica.
- Las medidas secundarias son aquellas que no están intrínsecamente relacionadas al sector energético porque provienen de otras carteras ministeriales, pero afectan a la viabilidad de este tipo de proyectos. Ejemplos son la fiscalización de derechos de la tierra, protección al medio ambiente, entre otras.
- Por último, las medidas terciarias contribuyen al entorno propicio de estos proyectos para la implementación de las medidas primarias y secundarias. Ejemplos son la creación de capacidades, recopilación de datos, etc. Son implementadas por instituciones locales o agencias externas de financiamiento, organizaciones no gubernamentales.

⁶IRENA (n 2).

⁷ ibid. p9

Cabe destacar que los estándares de calidad y especificaciones técnicas (parte de las medidas primarias) han jugado un importante rol en el desarrollo de estos sistemas. En algunas situaciones en las cuales no existe una normativa general de electrificación rural, o de sistemas de autogeneración propiamente tal, el establecimiento de este tipo de exigencias son la clave para asegurar la sostenibilidad de los proyectos, generar confianza en los consumidores, y la puerta de entrada de los desarrolladores en el mercado. No obstante, la forma de implementación puede ser variada.

En algunos países han optado por adherirse sólo a los estándares internacionales, mientras otros han establecido exigencias a nivel local de forma específica, o con un carácter general, resguardando que el costo de los componentes de los sistemas se eleve a tal forma de ser una barrera de entrada. Por último, se hace la prevención que sólo se encontraron normativas de carácter técnico por tecnología de generación en el caso de sistemas de autogeneración solar para sistemas doméstico y no así en el caso de mini-redes (independiente de su tamaño). Estas últimas solo señalan exigencias a nivel de sistema de distribución, pero sin hacer la diferencia por sistema de generación, ya sea este eólico o hidroeléctrico.

El presente análisis se enfoca en aquellas medidas primarias que países han implementado. El criterio de selección de las experiencias internacionales se basó en la posibilidad de mostrar experiencias con una política y un marco regulatorio de autogeneración de electrificación rural robusto que han permitido llevar adelante la instalación de sistemas de este tipo de sistemas de una forma masiva.). Mayor detalle sobre las motivaciones de elección se presentan en el Anexo N°1 del documento **Anexo – Legales**.

3.2. Identificación de aspectos esenciales que debe contener la normativa de autogeneración de energía rural, a partir de la revisión de experiencias nacionales e internacionales

El presente apartado contiene un análisis de experiencias nacionales e internacionales respecto a la implementación de normativas de electrificación rural, con el fin de identificar aquellos aspectos esenciales que debe contener la regulación para promocionar sistemas de autogeneración.

De esta forma, se analizará en primer lugar la experiencia chilena y posteriormente, se caracterizarán distintas experiencias internacionales. Así, este apartado se estructura de la siguiente forma.

En primer lugar, para el caso chileno se dará una contextualización general del marco de políticas públicas referentes a autogeneración rural, fuertemente relacionadas al concepto de pobreza y vulnerabilidad energética, con el objeto de entender el enfoque y aproximación que las autoridades chilenas han adoptado en esta materia.

En segundo lugar, se caracterizará el marco regulatorio de autogeneración rural en Chile, principalmente representado por la recientemente publicada y aprobada Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021 que regula el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. Tal como se analizará, solo existe regulación específica de autogeneración rural respecto a instalaciones fotovoltaicas, y tanto las micro centrales hidroeléctricas como las instalaciones eólicas no cuentan con un instrumento regulatorio particular que las regule, según se explicará latamente en el punto 3.3.4.

En tercer lugar, se expone un análisis general de experiencias internacionales que han promocionado proyectos de generación rural con el fin de comprender conceptos y sistemas que se alinean con lo que se entiende como autogeneración. En cuarto lugar, se exponen tres experiencias comparadas que han implementado normativas de electrificación rural, señalando sus principales aspectos. Asimismo, se presenta un caso exitoso de electrificación rural a base de programa de gobierno, pero con un fuerte desarrollo institucional y una normativa relacionada a estándares técnicos. Por último, se identifican los principales elementos de la normativa de electrificación rural analizada y se presenta una tabla resumen con los principales aspectos identificados clasificados de acuerdo con cada país.

3.2.1. Experiencia nacional: El caso chileno

3.2.1.1. *Contexto general de políticas públicas de autogeneración rural*

El enfoque con que nuestro país se ha hecho cargo de la temática de autogeneración rural se caracteriza por dos aspectos principales: por un lado, a través de instrumentos de política pública que no tienen rango legal ni reglamentario y, por otro lado, la dispersión de los instrumentos utilizados.

Según se explicará a continuación, Chile no ha desarrollado una ley y/o regulación específica para abordar el desafío de la electrificación rural, sino que más bien lo ha hecho a través de distintos instrumentos de política pública que no tienen rango legal ni reglamentario. En línea con lo anterior, esta sección caracteriza dichas políticas públicas desarrolladas en Chile, relacionadas a autogeneración rural, las que se encuentran íntimamente ligadas a los conceptos de pobreza y vulnerabilidad energética.

3.2.1.2 *Política Nacional de Energía 2050 (2015) y su actualización (2021)*

Si bien se constatan iniciativas tempranas de electrificación y autogeneración rural, el primer instrumento formal de política pública que sistematiza y posiciona esta temática es la Política Nacional de Energía 2050 (en adelante PEN 2050) publicada en el año 2015.

El referido documento se construyó a partir de 2014, a través de un proceso abierto y participativo que convocó a los distintos actores interesados (Sociedad Civil, industria, academia, entre otros). El proceso de elaboración de la política energética a largo plazo finalizó el 30 de diciembre de 2015 a través de la aprobación mediante el Decreto Supremo N° 148, de 2015, del Ministerio de Energía.⁸

La PEN 2050 propone una visión al 2050 que proyecta un sector confiable, sostenible, inclusivo y competitivo.⁹ Según señala el instrumento la visión adoptada “obedece a un enfoque sistémico, según el cual el objetivo principal es lograr y mantener la confiabilidad de todo el sistema energético, al mismo tiempo que se cumple con criterios de sostenibilidad e inclusión y, se contribuye a la competitividad de la economía del país.”¹⁰

Ahora bien, el concepto de acceso a la energía y pobreza energética es abordado en el segundo pilar de la PEN 2050, denominado energía como motor de desarrollo. En el contexto del antedicho pilar, se afirma “para impulsar el crecimiento, Chile requiere un desarrollo energético inclusivo, caracterizado por un acceso equitativo, coordinación territorial y precios que favorezcan la competitividad”.¹¹ Tal como señala el PNUD (2018), una de las características que destacan dentro de la PEN 2050 es precisamente que este “segundo pilar incorpora el problema de la pobreza energética en una discusión más amplia del desarrollo, que incluye la participación de la ciudadanía, la planificación de los territorios, la infraestructura energética, el acceso equitativo y los precios de la energía, en la medida que todo ellos afectan la potencialidad de desarrollo del país.”¹²

Específicamente con relación al acceso equitativo a servicios energéticos y calidad de vida, la PEN 2050 toma como referencia explícita el Objetivo de Desarrollo Sostenible N° 7 de Naciones Unidas, que busca garantizar el acceso a la energía segura, sostenible y moderna para todos. Así como también considera la experiencia de la iniciativa SE4ALL¹³, que aspira a la disponibilidad física de servicios modernos de energía para satisfacer las necesidades humanas básicas, a costos asequibles y que incluyen la electricidad y artefactos mejorados como las estufas para cocinar.¹⁴

En términos concretos, el Lineamiento N°7 referente al aseguramiento de acceso continuo al suministro energético a las familias vulnerables, considerando estándares y criterios de seguridad y eficiencia comunes a toda la población, incorpora una serie de metas y líneas de acción asociadas al acceso a energía eléctrica. La meta al año 2035 es

⁸ Adicionalmente, el referido decreto fue firmado por los distintos ministerios involucrados en las distintas materias abordadas por la Política Nacional de Energía (Interior y Seguridad Pública; Economía, Fomento y Turismo; Desarrollo Social; Vivienda y Urbanismo; Minería; Transportes y Telecomunicaciones; Bienes Nacionales; Medio Ambiente).

⁹ PNUD (2018): Pobreza energética: análisis de experiencias internacionales y aprendizajes para Chile. Santiago de Chile, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. p.29

¹⁰ Ministerio de Energía (2015). Política Energética Nacional 2050. p.10

¹¹ Ibid. p.12

¹² Op.cit. PNUD. p.30

¹³ Sustainable Energy for All.

¹⁴ Op.cit Ministerio de Energía p. 63

alcanzar un “100% de viviendas de familias vulnerables con acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos”.¹⁵

Ahora bien, las líneas de acción consideradas para la consecución de las antedichas metas son las siguientes:

- Generar programas para el desarrollo de soluciones energéticas para la población objetivo que permitan asegurar el acceso continuo y de calidad.
- Estudiar las necesidades de energización en el marco de la política de desarrollo para grupos vulnerables.
- Contar con el marco normativo y regulatorio que asegure la sustentabilidad del servicio energético en el tiempo, para garantizar el acceso a la energía en zonas aisladas.¹⁶

3.2.1.3. Ruta Energética 2018-2022

En el mes de mayo de 2018 fue lanzada la “Ruta Energética 2018-2022: liderando la modernización con sello ciudadano” que representa la carta de navegación del Ministerio de Energía durante los cuatro años del gobierno del Presidente Sebastián Piñera. En términos generales, y según se grafica en la Ilustración 36 el instrumento sistematiza los compromisos de la cartera de Estado dentro de siete ejes estratégicos: modernización energética, energía con sello social, desarrollo energético, energía baja en emisiones, transporte eficiente, eficiencia energética y educación y capacitación energética.

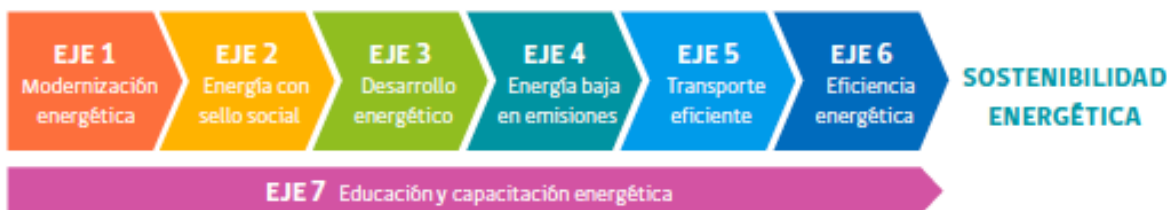


Ilustración 36: Ejes de la Ruta Energética 2018-2022¹⁷

Específicamente, el Eje 2 de la Ruta Energética denominado “Energía con sello social” apunta a incluir “las acciones que mejoren la calidad de vida de la ciudadanía en materia de energía, relevando un sello social a la política energética”.¹⁸ En términos concretos,

¹⁵ Ibíd. p. 59

¹⁶ Ibíd. p. 98

¹⁷ Ministerio de Energía (2018). Ruta Energética 2018-2022. p.12

¹⁸ Ibíd. p.11

dentro del contexto de dicho eje se incorporan medidas tendientes al acceso y mejoramiento del suministro energético en viviendas que se traducen en lo siguiente:

- Mapa de la vulnerabilidad energética del país¹⁹: realización de un levantamiento y diagnóstico de las familias que no cuentan con electricidad y otros servicios energéticos relevantes en sus viviendas, a fin de focalizar las acciones del Ministerio de Energía y de otras instituciones públicas.²⁰
- Programa de electrificación rural: reimpulso a la ejecución de proyectos de extensión de la red eléctrica o sistemas aislados de autogeneración, con el objeto de alcanzar el acceso universal de electricidad, a través de trabajo conjunto con la SUBDERE y los gobiernos regionales.²¹

Tal como se establece en la Ruta Energética, las metas asociadas a las antedichas líneas de acción están asociadas a la conexión o mejoramiento de suministro de, a lo menos, 2.500 familias por año, priorizando las zonas rezagadas y vulnerables energéticamente.²²

3.2.1.4. *Mapa de Vulnerabilidad Energética (2019)*

En concordancia con las metas y compromisos planteados en la Ruta Energética 2018-2022, según se explicó en el punto anterior, en mayo de 2019 fue publicado el Mapa de Vulnerabilidad Energética. El trabajo que sustenta el referido instrumento realizado entre julio de 2018 y marzo de 2019 por la División de Acceso y Desarrollo Social del Ministerio de Energía²³. Tal como señalamos en el punto anterior, este trabajo se desprende de la Ruta Energética 2018-2022 y tiene como objetivo cuantificar las brechas existentes respecto a la identificación de familias que no cuentan con electricidad y otros servicios energéticos.²⁴

A grandes rasgos, el análisis incorporado en el documento abarca tres dimensiones principales: i) viviendas sin acceso a energía eléctrica; ii) viviendas en sistemas eléctricos aislados y sistemas individuales de autogeneración y iii) viviendas sin energía o con suministro parcial.

A continuación, se resumen los resultados obtenidos en cada una de las antedichas dimensiones:

¹⁹ Asimismo, el levantamiento del mapa de vulnerabilidad energética es el primero de los diez mega compromisos asumidos por la Administración del Presidente Sebastián Piñera en la Ruta Energética 2018-2022.

²⁰ El levantamiento de información fue pensado a través de un trabajo conjunto con el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Ministerio de Desarrollo Social, Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo (SUBDERE), entre otras instituciones públicas. *Ibíd.* p.25

²¹ *Ibíd.* p.26

²² *Ibíd.* p.26

²³ El referido trabajo contó con el apoyo técnico de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Instituto Nacional de Estadísticas y el trabajo territorial de las distintas Seremías de Energía.

²⁴ *Ibíd.* p.14

- Viviendas sin acceso a energía eléctrica

En total se identifica 24.556 viviendas sin energía a nivel nacional, según se muestra en la Tabla 26. El mayor déficit se verifica en la Región de Los Lagos y el menor en la Región de O'Higgins.²⁵ La referida cantidad de viviendas equivale a cerca de 75.000 personas y representa el 0,4% del total de la población a nivel nacional y el 3,5% del total de la población rural.²⁶

Tabla 26: Porcentaje de viviendas sin energía sobre el total regional y en área rural, por región²⁷

Región	Viviendas sin energía total	% sobre total de viviendas a nivel regional	% sobre total de viviendas rurales a nivel regional
Arica y Parinacota	873	1,3%	15,2%
Tarapacá	384	0,4%	8,2%
Antofagasta	1.016	0,6%	21,8%
Atacama	1.687	1,8%	16,6%
Coquimbo	3.181	1,3%	6,3%
Valparaíso	735	0,1%	1,3%
Metropolitana	814	0,0%	1,0%
O'Higgins	147	0,0%	0,2%
Maule	920	0,3%	0,9%
Ñuble	394	0,2%	0,7%
Biobío	2.901	0,6%	4,7%
La Araucanía	3.225	1,0%	3,3%
Los Ríos	1.819	1,4%	4,6%
Los Lagos	4.383	1,5%	5,4%
Aysén	1.058	2,7%	11,8%
Magallanes	1.019	1,8%	26,8%
TOTAL	24.556		

El Mapa de Vulnerabilidad Energética entrega además importantes herramientas al levantar información respecto de la vinculación de viviendas sin acceso a suministro eléctrico con la presencia de proyectos de electrificación. En dicho sentido, según se muestra en la Tabla 27 de las 24.556 viviendas que no tendrían suministro eléctrico a nivel nacional, 6.637 cuentan con algún proyecto de electrificación en construcción o próximo a construir (27% del total), lo que les permitirá contar con suministro permanente en el corto plazo.²⁸

²⁵ Ministerio de Energía (2019). Mapa de Vulnerabilidad Energética. p.12

²⁶ Ibíd. p.12

²⁷ Ibíd. p.13

²⁸ Ibíd. p.14

Tabla 27: Viviendas sin suministro eléctrico y viviendas con proyectos de electrificación asociados²⁹

Región	Viviendas sin energía	Viviendas sin energía con proyecto	Viviendas sin energía total
Arica y Parinacota	533	340	873
Tarapacá	219	165	384
Antofagasta	1.016	0	1.016
Atacama	1.337	350	1.687
Coquimbo	2.669	512	3.181
Valparaíso	735	0	735
Metropolitana	814	0	814
O'Higgins	147	0	147
Maule	920	0	920
Ñuble	355	39	394
Biobío	1.423	1.478	2.901
La Araucanía	2.258	967	3.225
Los Ríos	752	1.067	1.819
Los Lagos	3.053	1.330	4.383
Aysén	763	295	1.058
Magallanes	925	94	1.019
Total	17.919	6.637	24.556

I

- Viviendas en sistemas eléctricos aislados y sistemas individuales de autogeneración:

En primer lugar, respecto a viviendas que se abastecen mediante sistemas aislados de generación eléctrica se identifican 15.708³⁰, así como también se identifican 129 sistemas aislados.³¹ En segundo lugar, respecto a sistemas individuales de autogeneración, según se muestra en la Tabla 28 se identifica 2.496 sistemas de los cuales el 89% tienen suministro parcial.³²

²⁹Ibíd. p.19

³⁰ Ibíd. p.14

³¹De ese total de sistemas aislados, se verifica que 72 tienen suministro parcial y 57 permanente. Ver en: Ibíd. p.15

³² Ibíd. p.15

Tabla 28: Sistemas individuales de autogeneración por región y tipo de suministro³³

Región	Suministro parcial	Suministro permanente	Total
Arica y Parinacota	0	0	0
Tarapacá	76	0	76
Antofagasta	0	0	0
Atacama	95	0	95
Coquimbo	1.739	0	1.739
Valparaíso	4	0	4
Metropolitana	0	0	0
O'Higgins	4	0	4
Maule	0	0	0
Ñuble	0	0	0
Biobío	0	103	103
La Araucanía	0	0	0
Los Ríos	0	114	114
Los Lagos	10	37	47
Aysén	305	9	314
Magallanes	0	0	0
Total	2.233	263	2.496

- Viviendas sin energía o con suministro parcial

Finalmente, considerando viviendas sin suministro eléctrico y viviendas con suministro parcial, se contabilizan 29.642 viviendas, de las cuales el 17% tienen suministro parcial y el 83% no tienen acceso a energía eléctrica.³⁴

3.2.2. Normativa específica referente a instalaciones de autoconsumo rural

En la presente sección se analizará específicamente el marco regulatorio referente a instalaciones de autoconsumo rural. En este punto, se hace necesario señalar que si bien las bases técnicas del "Estudio Evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración"³⁵, respecto a los resultados esperados del Objetivo Específico 2 hace referencia a la identificación de los vacíos legales del marco regulatorio por tipo de autogeneración (fotovoltaico, eólico y micro

³³Fuente: Ibíd p.15

³⁴ Ibíd. p.16

³⁵ Aprobadas mediante Resolución Exenta N° 362, de 2019, de la Subsecretaría de Evaluación Social.

central)), la revisión realizada denota que tan solo existe regulación específica para sistemas de generación fotovoltaica. Según se explicará en esta sección, recientemente se publicó la Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021 que establece las exigencias referentes al diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. Ahora bien, respecto a instalaciones eólicas y micro centrales hidroeléctricas no hay normativa específica que regule la materia.

La Tabla 29 muestra de manera resumida las distintas normas que serán analizadas en esta sección, así como la forma en que se relaciona dicha normativa con aspectos regulatorios referentes a instalaciones de autogeneración rural.

Tabla 29: Resumen de marco regulatorio de autogeneración rural a analizar

Norma	Materias reguladas/ Forma en que se relaciona a instalaciones de autogeneración rural
D.F.L N°4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos	Establece el marco regulatorio general que rige los servicios eléctricos en Chile. En específico, se relaciona instalaciones de autogeneración rural debido a que faculta a la SEC a dictar pliegos técnicos.
Decreto Supremo N° 8, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica	Establece exigencias mínimas para diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de instalaciones de consumo de energía eléctrica. Dispone dictación de Pliego Técnico Normativo RIC N° 9, referente a sistemas de autogeneración, del cual se desprende la Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021.
Pliego Técnico Normativo del Reglamento de Instalaciones de Consumo RIC N°09, de sistemas de autogeneración	Establece requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de autogeneración en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país. Dispone dictación de Instrucción Técnica de carácter general que regule los sistemas de autogeneración aislados de la red de distribución.
Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021 que establece el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución	Establece requisitos de diseño, ejecución, inspección y mantención de instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica de distribución.

Adicionalmente, se incorpora en el Anexo N° 2, que se encuentra en el documento **Anexo 2- Análisis normativo**, las normas inicialmente consideradas para ser analizadas en la propuesta técnica y que fueron descartadas por no tener relación con la materia. El referido anexo individualiza las normas y explica la razón por la que no fueron consideradas.

3.2.2.1 D.F.L. N°4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos

El D.F.L N°4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante LGSE), según dispone su artículo 1º establece el marco regulatorio general que rige los servicios eléctricos en Chile, regulando “la producción, el transporte, la distribución, el de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado”.

En lo concerniente específicamente a instalaciones de autogeneración rural, el artículo 10º de la LGSE establece que los reglamentos que se dicten para la aplicación de la ley indicarán los pliegos de normas técnicas que deberá dictar la Superintendencia previa aprobación de la Comisión. Estos pliegos podrán ser modificados periódicamente en concordancia con los progresos que ocurran en estas materias.

Según analizaremos en los puntos siguientes, la norma particular referente a instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución corresponde a una instrucción técnica general derivada de un pliego técnico.

3.2.2.2. Decreto Supremo N°8, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica

Mediante el Decreto Supremo N° 8, de 2020, del Ministerio Energía, se aprobó el Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica (en Reglamento de instalaciones de consumo). El referido instrumento “establece las exigencias mínimas que deben ser consideradas en el diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de toda instalación de consumo de energía eléctrica hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución, para que su funcionamiento sea en condiciones seguras para las personas y las cosas.”³⁶

El artículo 12 del Reglamento de instalaciones de consumo, establece específicamente los pliegos de normas técnicas que, asociados a dicho reglamento, deberá dictar la Superintendencia previa aprobación de la Comisión. Dentro de dicho artículo se incluye el Pliego Técnico Normativo RIC N° 9, referente a sistemas de autogeneración, que se explica en el punto siguiente.

³⁶ Artículo 1 del Decreto Supremo N° 8, de 2020, del Ministerio Energía, que aprueba Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica.

3.2.2.3. Pliego de Reglamento de Instalaciones de Consumo N°09: Sistemas de autogeneración

El Pliego del Reglamento de Instalaciones de Consumo N°09, sistemas de autogeneración, fue aprobado a través de la Resolución Exenta N°477, de fecha 18 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de Energía y de la Resolución Exenta N° 33877, de 30 de diciembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El objeto de dicho pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de autogeneración en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país. Respecto a su ámbito de aplicación, regirá instalaciones de consumo de energía eléctrica que dispongan de sistemas de autogeneración que entregan la energía generada a la instalación de consumo de forma simultánea a la suministrada por la empresa distribuidora y que no inyectan esta energía a la red eléctrica de distribución. En otras palabras, aplica para sistemas de generación sin inyección a la red de distribución, pero cuyos consumos también son abastecidos por las redes de distribución.

Ahora bien, dispone el mismo pliego técnico que no son aplicables sus disposiciones respecto de las instalaciones a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y el artículo 149° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. En el mismo sentido, excluye de su ámbito de aplicación a los sistemas de autogeneración aislados de la red de distribución.

Específicamente respecto a estos últimos, establece el Pliego Técnico Normativo RIC N° 9 en su punto 5.13 que "los sistemas de autogeneración aislados de la red de distribución deberán ser diseñados y declarados de acuerdo con la Instrucción Técnica de carácter general que imparta la Superintendencia" (Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021 que establece el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución).

3.2.2.4. Instrucción Técnica General RIC N°9.1/2021 que establece el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución

En concordancia con los instrumentos regulatorios caracterizados en los puntos anteriores, la Superintendencia sacó a consulta pública la Instrucción Técnica ITG RIC N° 09/2021 entre el 05 de noviembre de 2020 hasta mediados de diciembre 2020. Finalmente, la ITG se publicó el 18 de mayo de 2021 en el Diario Oficial y comenzó a regir desde la fecha de su publicación.

El antedicho instrumento es la principal fuente normativa que regula instalaciones de autogeneración rural. Tal como se ha destacado anteriormente, la ITG solo establece disposiciones referentes a instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. De esta forma, las instalaciones eólicas y de micro centrales hidroeléctricas no caben dentro del ámbito de aplicación de esta instrucción técnica general, por razones que se explicarán en el punto 3.3.4.

I. Alcance, ámbito de aplicación y referencias normativas

De acuerdo con el mismo instrumento, en su Título 1, su objetivo es acotar los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica de distribución que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas.³⁷

Respecto al alcance, dispone la ITG que sus disposiciones son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas aisladas, definidas como aquellas en que la salida de corriente alterna del inversor aislado de la red nunca estará conectado a la red de distribución.³⁸ Asimismo, se incluye dentro del alcance de la ITG y se permite el respaldo de las instalaciones fotovoltaicas aisladas por medio del almacenamiento de energía a través de baterías. Por otro lado, quedan fuera del alcance de la ITG el desarrollo de redes eléctricas de distribución aisladas y la alimentación en corriente continua de una instalación de consumo.³⁹

En cuanto a la aplicación de la ITG, se establece que deberá leerse conjuntamente con los Pliegos Técnicos Normativos RIC establecidos en el Decreto Supremo N°8, de 2020, del Ministerio de Energía. Adicionalmente, cuando las instalaciones fotovoltaicas aisladas cuenten con un sistema de almacenamiento a través de batería, la ITG deberá leerse junto con la Instrucción Técnica RGR N°06/2021: diseño y ejecución de instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías en instalaciones eléctricas.⁴⁰

Finalmente, el punto 3 de la ITG RIC N° 09/2021 lista las normas técnicas, chilenas e internacionales, que se entienden parte integrante de ésta y que, aclara, solo deben ser aplicadas en los puntos en los cuales son explícitamente citadas.⁴¹

³⁷ Título 1 ITG RIC N° 09/2021.

³⁸ Título 2 ITG RIC N° 09/2021.

³⁹ Título 2 ITG RIC N° 09/2021.

⁴⁰ La Instrucción Técnica RGR N°06/2021 fue aprobada mediante Resolución Exenta N° 8454, de 14 de septiembre de 2021, y en dicho acto administrativo se señala que esta comenzará a regir transcurridos seis meses desde su fecha de publicación, esto es, el 14 de marzo de 2022.

⁴¹ Las referidas normas técnicas son acompañadas en el Anexo N° 3, el cual se encuentra en el documento Anexo - Legales.

II. Terminología y nuevas definiciones incorporadas

Respecto a la terminología aplicable a sistemas fotovoltaicos aislados, la ITG RIC N° 09/2021 se construye a partir de la base de las definiciones ya incorporadas en instrumentos regulatorios anteriores. Sin embargo, su Título 4 incorpora una serie de nuevas definiciones aplicables específicamente a este tipo de instalaciones y que se reproducen en el presente apartado:

- Inversor aislado de la red:

Inversor destinado a suministrar alimentación de corriente alterna, desde una fuente de energía en corriente continua, a una carga que no está conectada a la red eléctrica de distribución.⁴² Este equipo puede implementar más de una funcionalidad y más de un puerto de entrada y salida, los cuales se detallan a continuación y no son excluyentes:

- Funcionalidad: MPPT⁴³, gestión de almacenamiento, control/modulación de frecuencia.
- Puertos de entrada: Corriente continua para fuente de energía fotovoltaica (UGF)⁴⁴, corriente continua para fuente de energía a través de almacenamiento, corriente alterna para fuente de energía de respaldo (red, generador diésel, generador de energía renovable u otro).
- Puertos de salida: Corriente alterna para cargas primarias y/o corriente alterna para cargas secundarias (no críticas).

- Inversor variador:

Es un inversor aislado de la red que implementa en su entrada de corriente continua la función de MPPT y cuya salida corriente alterna implementa control/modulación de frecuencia.⁴⁵

⁴² 4.2.19 ITG RIC N° 09/2021.

⁴³ Seguidor de punto de máxima potencia, definido en el punto 4.2.26 de la ITG RIC N° 09/2021 de la siguiente forma: "Consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y la corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia."

⁴⁴ 4.2.32 de la ITG RIC N° 09/2021 define concepto de Unidad de Generación Fotovoltaica (UGF) como "Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de CC. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes: módulos fotovoltaicos, arreglo fotovoltaico, cajas de conexión, cables y conexiones eléctricas, dispositivos de protección, sistema de puesta a tierra y estructuras de montaje.

⁴⁵ 4.2.22 ITG RIC N° 09/2021

- Inversor bidireccional:

Inversor aislado de la red que además de cumplir con la definición de inversor unidireccional (*grid forming*), es capaz de implementar flujo de potencia inversa desde la entrada corriente alterna hacia su entrada corriente continua destinada para el almacenamiento (modo rectificador). Para efectos de esta norma, solo se considerará la característica unidireccional de este inversor.⁴⁶

- Inversor bidireccional híbrido:

Inversor bidireccional que tiene incorporado un controlador de carga solar dentro de la misma carcasa.

- Controlador de carga:

El controlador de carga, regulador de carga o controlador de batería es un equipo encargado de controlar la energía del lado de corriente continua que entra a la batería, de forma que ésta se cargue dentro de un rango seguro (de tensión y corriente).⁴⁷

- Controlador de carga MPPT:

Este controlador es capaz de separar la tensión de funcionamiento del sistema de generación, de la tensión de funcionamiento del banco de baterías.⁴⁸

- Controlador de carga PWM:

Este controlador modulador por ancho de pulsos o conocido por sus siglas en inglés PWM (*pulse-width modulation*), no separa la tensión de funcionamiento del sistema de generación de la tensión de funcionamiento del banco de baterías, por lo que ambos sistemas deben coincidir en su tensión de trabajo.⁴⁹

III. Disposiciones generales de la Instrucción Técnica ITG RIC N°09/2021

Por su parte, el Título 5 de la Instrucción Técnica ITG RIC N° 09/2021 establece las disposiciones generales que aplican para instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. En la presente sección, analizaremos y caracterizamos las disposiciones, a nuestro juicio, más relevantes para el diseño y ejecución de este tipo de instalaciones.

⁴⁶ 4.2.21 ITG RIC N° 09/2021.

⁴⁷ 4.2.11 ITG RIC N° 09/2021.

⁴⁸ 4.2.12 ITG RIC N° 09/2021.

⁴⁹ 4.2.13 ITG RIC N° 09/2021.

En primer lugar, el numeral 5.1 establece la aplicación general de la ITG RIC N° 09/2021 respecto de “toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico aislado de la red de distribución deberá ser proyectada y ejecutada en estricto cumplimiento con las disposiciones de esta Instrucción Técnica y en las normativas vigentes.” Adicionalmente, se establece que las instalaciones deberán ser ejecutadas de acuerdo con “un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para operadores o usuarios, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.”⁵⁰

Respecto a la tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua, establece la ITG RIC N° 09/2021 en su numeral 5.3. que no deberá ser superior a 1 kV. Concordantemente, se dispone que los equipos, elementos y accesorios eléctricos utilizados deben ser diseñados para soportar la tensión máxima generada por ella y ser adecuados para trabajar en corriente continua.⁵¹

Finalmente, cabe destacar la posibilidad de los desarrolladores de presentar la instalación como proyecto especial ante la Superintendencia. Tal como dispone el numeral 5.8., la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en la ITG RIC N° 09/2021, siempre que se mantenga el nivel de seguridad establecido y debiendo dichas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Tal como se señaló anteriormente, el interesado deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia.⁵²

IV. Condiciones de la instalación

El Título 6 de la ITG RIC N° 09/2021 regula los aspectos referentes a las condiciones de la instalación fotovoltaica. De esta forma, se establece que la “instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar la operación y mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico”⁵³.

Respecto a la instalación, limpieza y mantenimiento del sistema fotovoltaico en techumbres, la ITG RIC N° 09/2021 dispone que “se deberá contar con el espacio físico adecuado para poder colocar o apoyar una escalera que permita un acceso seguro”⁵⁴.

⁵⁰ 5.2. ITG RIC N° 09/2021.

⁵¹ 5.6. ITG RIC N° 09/2021.

⁵² 5.8 ITG RIC N° 09/2021.

⁵³ 6.1. ITG RIC N° 09/2021.

⁵⁴ 6.2 ITG RIC N° 09/2021.

V. Requisitos referentes a la estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica

La ITG RIC N° 09/2021 regula en su Título 7 los requisitos referentes a la estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica. Destacan provisiones respecto a instalaciones en techumbres. En dicho sentido, se establece que las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 10 kW e inferior a 30 kW deberán tener una estructura de acceso y cuerda de vida para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.⁵⁵ Para el caso de instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 30 kW deberán tener una estructura de acceso, pasillo técnico, cuerda de vida y vía de tránsito necesaria para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.⁵⁶

VI. Exigencias referentes a módulos fotovoltaicos

Por su parte, las exigencias específicas respecto a los módulos fotovoltaicos son establecidas en el Título 8. En términos generales, se dispone que “todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán cumplir con las normas IEC 61730, e IEC 61215 o IEC 61646, según corresponda y deberán ser autorizados por la Superintendencia para tales efectos.”⁵⁷ Asimismo, se establece que las autorizaciones emitidas para los módulos fotovoltaicos que se acojan a la Ley N° 21.118 (conocida como Ley de Generación Residencial o Ley de Net-Metering) serán suficientes para acreditar el cumplimiento de las normas técnicas señaladas.

Finalmente, destaca la prohibición de utilizar módulos fotovoltaicos de distintas características técnicas, ni orientaciones diferentes en una unidad de generación fotovoltaica.⁵⁸

VII. Exigencias referentes a conductores y canalización

Las exigencias específicas respecto a conductores y canalización se regulan en el Título 11 de la ITG RIC N° 09/2021. De acuerdo con el punto 11.1 “todos los conductores deberán ser canalizados en conformidad a los métodos establecidos en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía, y deberán soportar las influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar.”

⁵⁵ 7.7 ITG RIC N° 09/2021.

⁵⁶ 7.8 ITG RIC N° 09/2021.

⁵⁷ 8.1 ITG RIC N° 09/2021.

⁵⁸ 8.8 ITG RIC N° 09/2021.

Asimismo, se prohíbe el uso de tuberías no metálicas en las siguientes condiciones:

- a) En lugares en que se presenten riesgos de incendio o de explosión
- b) Como soporte de equipos y otros dispositivos.
- c) Expuesta directamente a la radiación solar, excepto si el material de la tubería está expresamente aprobado para este uso y la tubería lleva marcada en forma indeleble esta condición.
- d) Donde están expuestas a daños físicos severos que excedan la resistencia mecánica para la cual la tubería fue diseñada.
- e) En donde la temperatura ambiente exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.
- f) Para llevar conductores cuya temperatura de servicio exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.⁵⁹

Respecto a los materiales y condiciones ambientales, el punto 11.8 establece que los conductores utilizados en el lado de corriente continua de la unidad de generación fotovoltaica deben ser de cobre estañado para 1 kV en CA y de 1,8 kV en CC, debiendo resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica.⁶⁰

Adicionalmente, se establece que los conductores que sean canalizados de manera subterránea deberán ser del tipo H1Z2Z2-K, o equivalente, debiendo cumplir con los requisitos para su uso en condiciones subterráneas y bajo agua.⁶¹ De la misma forma, se establece que los conductores deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.⁶²

VIII. Requisitos y exigencias para la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas aisladas

Los requisitos y exigencias para la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas aisladas se encuentran establecidas en el Título 15 de la ITG RIC N° 09/2021. De esta forma, se dispone que todas las partes metálicas de la instalación deberán conectarse a la tierra de protección, incluyendo las estructuras de soporte, las carcasas de los equipos, etc.⁶³

⁵⁹ 11.4 ITG RIC N° 09/2021.

⁶⁰ 11.8 ITG RIC N° 09/2021.

⁶¹ 11.13 ITG RIC N° 09/2021.

⁶² 11.18 ITG RIC N° 09/2021.

⁶³ 15.1 ITG RIC N° 09/2021.

Adicionalmente, se dispone que los “materiales utilizados en la ejecución de las puestas a tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y la conductividad eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que cumpla con las características del diseño de la instalación.”⁶⁴

IX. Exigencias para sistemas de almacenamiento

El Título 17 ITG RIC N° 09/2021 dispone que los sistemas de almacenamiento que formen parte de instalaciones fotovoltaicas aisladas serán diseñados en conformidad con el instructivo técnico que dicte la Superintendencia para estos efectos. haciendo remisión a la Instrucción Técnica RGR N°06/2021. La referida ITG fue aprobada mediante Resolución Exenta N° 8454, de 14 de septiembre de 2021, y en dicho acto administrativo se señala que esta comenzará a regir transcurridos seis meses desde su fecha de publicación, esto es, a contar del 14 de marzo de 2022.

Al respecto, destacan las disposiciones referentes al cumplimiento de normativa técnica internacional. Tal como dispone la Instrucción Técnica RGR N°06/2021 todas las baterías VRLA (Valve Regulated Lead Acid Battery) deberán cumplir con las normas IEC 60896-21 e IEC 60896-22, así como las baterías de iones de litio deberán cumplir con la norma IEC 62619 o el estándar UL 1973 o UL 9540⁶⁵. Ambos tipos de baterías deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos. Adicionalmente, todos los BMS (Battery Management System) de baterías de iones de litio deberán cumplir con la norma IEC 62619 o el estándar UL 1973 o UL 9540.⁶⁶

3.2.3. Análisis de experiencias comparadas

A continuación, en la presente sección, se analizarán cuatro experiencias normativas de electrificación rural a base de sistemas de autogeneración que han resultado ser casos exitosos en cuanto a la cobertura de electrificación una vez que fueron implementadas. En este punto es preciso señalar que las razones que justifican la elección de los países analizados dicen relación con el extenso desarrollo que se verifica en cada uno de éstos.

Dado que los países desarrollados cuentan con redes de distribución con una altísima cobertura, el porcentaje y número de viviendas sin acceso a energía eléctrica es bajísimo, por lo que la problemática de electrificación rural no es un tema prioritario. Lo anterior, redundo en que los marcos normativos para sistemas de autogeneración rural en países desarrollados no presentan gran avance.

⁶⁴ 15.2 ITG RIC N° 09/2021.

⁶⁵ 12.1. y 12.2 de la Instrucción Técnica RGR N°06/2021.

⁶⁶ 12.3 de la Instrucción Técnica RGR N°06/2021.

3.2.3.1. Nigeria

I. Contexto

La República Federal de Nigeria (en adelante, "Nigeria") es uno de los países líderes en el continente africano respecto de las políticas de electrificación rural.

Nigeria representa una demanda de electrificación relevante en comparación a los países que integran África del Este. Al año 2019, aproximadamente 120 millones de nigerianos tenían poco o ningún acceso a electricidad, debido a las vastas zonas del país en las que las soluciones de expansión de la red no siempre resultan viables en términos técnicos y/o económicos. Aproximadamente 81 millones de personas no cuentan con servicio de energía eléctrica y alrededor de 40 millones de personas tienen un servicio insuficiente⁶⁷.

El desarrollo de la capacidad de generación no conectada a la red en Nigeria es clave para sostener el crecimiento económico y satisfacer la demanda del mercado y presenta una gran oportunidad de mercado tanto para la inversión en mini - redes como en sistemas solares domésticos (*Solar Home Systems* o SHS). El potencial de desarrollo a escala también es sustancial, la Agencia de Electrificación Rural de Nigeria (REA) estima que incluso si se instalaran 10.000 mini - redes de 100 kW cada una en los próximos años, sólo se cubriría el 30% de la demanda existente⁶⁸.

II. Marco Regulatorio de Electrificación Rural

El marco regulatorio del sector eléctrico se constituye, en primer lugar, por la Ley de Reforma del Sector Eléctrico del 2005 (en adelante, "EPSRA" por su sigla en inglés "*Electric Power Reform Act*"). Esta regula todas aquellas materias del sector, tales como, licencias, tarifas, competencias de la autoridad reguladora, entre otros.

La importancia de la estructura regulatoria radica en la armonización de las leyes, reglamentos y políticas con carácter obligatorio que tienen una mirada a largo plazo para aquellos sistemas de autogeneración que no se encuentran conectados a la red.

La EPSRA contiene una sección especial dedicada al "Fondo Electrificación Rural",⁶⁹ la cual forma la columna vertebral de las políticas públicas en materia de electrificación rural con sistemas de generación conectados y no conectados a la red. Dicha sección no solo atiende a la administración del Fondo de Electrificación Rural, sino que a su vez crea la Agencia de Electrificación Rural (RAE) y establece aquellas medidas e instrumentos a

⁶⁷ USAID, 'Nigeria Power Sector Program, Nigeria Off-Grid Energy Market - Intelligence Report' (2019) <https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00XGH7.pdf>

⁶⁸ Ibid.

⁶⁹ Electric Power Sector Reform Act 2005. Sección 88 y siguientes

largo plazo para la ejecución de los planes y programas para el desarrollo de la electrificación rural.

El Artículo 88 de la ESPRA crea la Agencia de Electrificación Rural (REA por su sigla en inglés, "*Rural Electrification Agency*"). Esta es una agencia con personalidad jurídica capaz de demandar y ser demandada, con sujeción a la ESPRA. La REA tiene el mandato de promover y aumentar el acceso a la energía eléctrica a las comunidades rurales desatendidas y subtendidas en toda Nigeria, a través de la ampliación de la red eléctrica nacional y de proyectos de electrificación rural (en adelante, "ER"). Además, es la encargada de administrar el mencionado Fondo de Electrificación Rural.

De acuerdo con el mandato legislativo, el Ministerio de Energía, Obras y Viviendas (en adelante, el "Ministerio") tiene la obligación de preparar una Estrategia y Plan de Electrificación Rural sostenible y coordinado. Para la elaboración de dicha estrategia se debe considerar las propuestas de la Comisión Reguladora de Electricidad de Nigeria (NERC, por su sigla en inglés "*Nigerian Electricity Regulation Commission*") y la REA.⁷⁰ Es así, como el Fondo de Electrificación Rural se destina para llevar a cabo dicha estrategia, el cual debe ser auditado cada año por las personas competentes designadas por la REA.

Por lo tanto, la planificación que se realiza en esta materia está directamente ligada a la legislación eléctrica, cuestión que permite tener una mirada a largo plazo con carácter mandatorio que se proyecta a más de 15 años, lo que trasciende los cambios de gobierno.

Por último, como instrumento regulatorio, cabe destacar el Reglamento de Mini - redes, de la Comisión Nigeriana Eléctrica, del año 2016 (en adelante, "Reglamento de Mini - redes"). Dicho instrumento regula aquellas mini - redes de hasta 1 MW de potencia conectadas y no conectadas (aisladas) a la red.

III. La Estrategia y Plan de Implementación de Electrificación Rural (RESIP)

La Estrategia y Plan de Implementación de Electrificación Rural (RESIP por su sigla en inglés "*Rural Electrification Strategy and Implementation Plan*") vigente fue aprobada el año 2016. Si bien esta no tiene un plazo expreso por el cual se extenderá, ni tampoco la ley establece la periodicidad de esta misma, esta tiene una mirada a largo plazo al establecer metas de electrificación hasta el año 2030.

⁷⁰ Electric Power Sector Reform Act (n 9). Sección 88

- Objetivo

El objetivo principal de la RESIP es expandir el acceso a la electricidad tan rápido como sea posible y de manera costo-eficiente, a través de subsidios que se centran principalmente en la ampliación del acceso a la electricidad. Para ello, supone de la participación de los proveedores del sector privado en la mejora del acceso a través de la *Power Holding Company of Nigeria* (PHCN), así como una serie de empresas públicas y privadas.⁷¹

- Estándares y Metas

La meta es aumentar el acceso a la electricidad de 75% y 90% para el año 2020 y 2030 respectivamente (urbana y rural), y al menos un 10% de energía renovable para el año 2025 como fue concebido en la Política Nacional de Generación Eléctrica (NEPP) del 2001 y en la Política de Electrificación rural del año 2005.⁷²

Se propuso para el año 2020 que la electrificación rural alcance el 60% de la demanda. Pudiendo abastecer a más de 10.000.000 de hogares rurales adicionales (suponiendo 7 personas por hogar). La nueva capacidad de generación necesaria para atender la demanda rural doméstica y no doméstica adicional es de unos 6.000 MW. Se estimaron para el cumplimiento de metas para el año 2020 un monto de US\$ 9 billones.⁷³

De acuerdo con estimaciones de últimos reportes, para cumplir con los ambiciosos objetivos energéticos de acceso universal a la electricidad para 2030, Nigeria tendría que conectar entre 500.000 y 800.000 hogares al año, una escala que requiere un rápido crecimiento del mercado sin conexión a la red.⁷⁴

- Tipos de proyectos que contempla la regulación de sistemas de autogeneración no conectados

Como se mencionó anteriormente, el RESIP abarca proyectos de generación conectados y no conectados a la red. Para el caso de proyectos no conectados, la RESIP identifica dos tipos de proyectos en particular, (i) mini-redes ("*minigrids*"), y (ii) sistemas autónomos ("*stand-alone systems*").

- 1) Mini - redes.

Las mini - redes están reguladas de forma específica en la legislación eléctrica de Nigeria, a través del ya mencionado Reglamento de Mini - redes. El ámbito de aplicación de este reglamento es para todos aquellos sistemas que sean aislados o interconectados con capacidad de generación de 0 kW a 1 MW (mayor detalle de esta regulación se verá más adelante).

⁷¹ Federal Ministry of Power Works and Housing, 'Federal Republic of Nigeria Rural Electrification Strategy and Implementation Plan'. P.1

⁷² *ibid.* p.10

⁷³ *ibid.* p.32

⁷⁴ USAID (n 7). P. 11

2) Sistemas Autónomos / Autogeneración (“Stand Alone System”).

La RESIP señala los sistemas autónomos, en particular, sistemas fotovoltaicos individuales que suministran electricidad a viviendas y comercios pequeños (por ejemplo, para iluminación, radio, tv, entre otros) como aquellos más factibles de instalar en aquellas localidades con baja demanda y población dispersa. En este sentido, la RESIP atiende a este tipo de sistemas como aquellos de “autogeneración”.

- Aspectos relevantes que contempla RESIP.

Uno de los aspectos relevantes de la RESIP es la identificación de barreras para descentralizar la electrificación rural, y con ello, plantea medidas para que estas sean mitigadas. Entre estas, se identifican:

- Coordinación de planes de proyectos de energías renovables no conectados con aquellos de ampliación de la red. Para esto, como base de la coordinación, se han determinado las responsabilidades de oficinas centrales y zonales de la REA, así como las funciones de las organizaciones de las partes interesadas a través de la Política de Energías Renovables.
- Concientización de comunidades rurales que, en su mayoría, no están dispuestos a pagar por la implementación de los sistemas. En este sentido, se intenta divulgar la aceptación de los sistemas de ER comunitarios y privados, y de la necesidad de pagar el coste total (tras una subvención inicial de capital) de los servicios.

IV. Fondo de Electrificación Rural

De acuerdo con la ley, el Fondo de Electrificación Rural (en adelante, el “Fondo”) tiene por objetivo **promover, apoyar y proporcionar programas de electrificación rural** a través de la participación de los sectores público y privado con el fin de:

- a) Lograr un acceso regional más equitativo a la electricidad;
- b) Maximizar los beneficios económicos, sociales y medioambientales de la electrificación rural;
- c) Promover la expansión de la red y el desarrollo de la electrificación fuera de la red; y
- d) Estimular los enfoques innovadores de la electrificación rural.

Es importante destacar que el objetivo de dicho Fondo es financiar el suministro de electricidad conectada y no conectada a la red, **pero ninguno de estos recursos es para la subvención del consumo.**

El Fondo subvenciona los costos de capital iniciales de los proyectos de ER. La financiación adopta la forma de subvenciones que se aplica a los costos de puesta en marcha del proyecto. Se debe destacar que **no se conceden subvenciones para los costos de funcionamiento o mantenimiento**.⁷⁵

Las subvenciones están destinadas a una amplia gama de estructuras de propiedad para operar esquemas de ER. **Se incentiva a proyectos dirigidos por el sector privado, las comunidades y el gobierno a solicitar dicho capital.** Además, se posibilita a optar por una serie de modelos de participación del sector privado (incluidos los acuerdos de concesión y arrendamiento).⁷⁶

- Composición del Fondo:

El Fondo se compone de capitales y activos de la siguiente forma⁷⁷:

- a) Excedentes que NERC haya percibido para la ejecución de las necesidades propuestas que estima la ley.
- b) Cualquier multa obtenida por la NERC en virtud de esta ley;
- c) Cualquier donación, regalo o préstamo realizado por organismos internacionales, gobiernos estatales, el Gobierno Federal, comunidades locales, empresas o cualquier otra entidad;
- d) La contribución que pueda hacerse de acuerdo con los requisitos establecidos en la ley; y los intereses y otros beneficios acumulados en el Fondo de Electrificación Rural. En este sentido, la Ley establece que la NERC puede determinar las tasas de contribución para este Fondo de parte de determinados clientes cualificados y concesionarios. Por su parte, la falta de pago a estas obligaciones está sancionada por multa que no puede exceder a más de tres veces del monto adeudado.
- e) Los fondos asignados por la Asamblea Nacional;
- f) El porcentaje del volumen de negocios anual del concesionario que determine la NERC.

- Criterios para la asignación de Recursos del Fondo

La RAE como administradora del Fondo establece los criterios para la asignación geográfica de los recursos (con aprobación del Ministro). Estos deben ser objetivos y transparentes teniendo en cuenta parámetros como:

- 1) La necesidad de apoyo financiero proveniente de este Fondo;
- 2) El progreso en el aumento de la electrificación rural logrado a través de desembolsos anteriores del Fondo;
- 3) La existencia de financiación local de contrapartida.

⁷⁵ Federal Ministry of Power Works and Housing (n 12). P.29

⁷⁶ *ibid.* P.26

⁷⁷ Ley de Reforma del Sector Eléctrico del 2005 (EPSRA), Art.

Las subvenciones de capital se conceden sobre la base de una competencia con un conjunto de criterios objetivos y verificables, teniendo en cuenta el menor coste de la subvención necesaria para obtener el máximo beneficio social. De acuerdo con las mejores prácticas internacionales, las políticas y los procedimientos de selección de proyectos para su financiación serán diseñados para promover y lograr la transparencia, la eficiencia, la competencia y la sostenibilidad.

Por su parte, la RAE debe desarrollar un procedimiento abierto, competitivo y transparente para realizar desembolsos a proyectos individuales, incluyendo el establecimiento de criterios de elegibilidad y selección, teniendo en cuenta:

- a) La viabilidad técnica, económica y financiera que el proyecto demuestre para un período sostenido;
- b) La medida en que la actividad propuesta demuestra el apoyo al desarrollo rural teniendo en cuenta las prioridades de las comunidades locales; y
- c) El nivel de compromiso de la comunidad y de los inversores con la actividad propuesta.

V. *Reglamento de Mini - redes, 2016*

El Reglamento le es aplicable a sistemas de generación conectados a la red principal y a aquellos aislados. Se define en la sección 2, el concepto de mini - redes como aquellas que distribuyen electricidad con su propia capacidad de generación a más de un cliente y que puede operar de forma aislada o estar conectada a una red de distribución. Para efectos del Reglamento se considera mini - red cualquier sistema aislado o interconectado con capacidad de generación de 0 kW a 1 MW.

Este Reglamento expresamente señala que no solo es aplicable a todas las Mini-Redes bajo los parámetros ya señalados, sino que también identifica a los dueños, operadores, usuarios, *stakeholders* privados y públicos o agencias que interactúen con todo ellos.

A continuación, se analizará la regulación respecto de aquellas **mini - redes no conectadas (o aisladas) con una capacidad de generación de hasta 100 kW**, en virtud de los proyectos sujetos a análisis en el presente Estudio.

- Operación de mini - redes

Las mini - redes aisladas deben contar con un operador.⁷⁸ Por su parte, todas las mini - redes (sin importar su tamaño) deben contar con un generador que debe ser operado por el operador de la mini - red o por un tercero.⁷⁹

⁷⁸ NERC's Regulation Mini-red 2016, Sección 3.

⁷⁹ NERC's Regulation Mini-red 2016, Sección (5)2.

- Período de Exclusividad para mini - redes aisladas

Se consideran zonas aisladas aquellas que no tienen suministro eléctrico a la fecha y que tampoco se encuentran en el plan de expansión de cinco años del distribuidor.

Los promotores de mini - redes aisladas cuentan con un acuerdo de exclusividad para el desarrollo del proyecto. Para ello, la comunidad correspondiente concede este derecho exclusivo hasta su puesta en servicio de hasta un período de 12 meses, sin perjuicio de que el operador de la mini - red puede solicitar una prórroga. Como consecuencia, la Comisión no podrá conceder un permiso o licencia, ni aprobar un contrato tripartito⁸⁰ en relación con un determinado emplazamiento.

- Sistema de Permisos

El Reglamento hace la distinción para el procedimiento de permisos para aquellas mini - redes menores de 100 kW y aquellas con una capacidad superior hasta 1 MW, independiente de que éstas estén conectadas o no conectadas a la red (aisladas).

Las mini - redes que tengan una capacidad menor a 100 kW, los desarrolladores pueden solicitar de forma voluntaria (a) un permiso de acuerdo a lo establecido en el Reglamento para aquellas con una capacidad de distribución mayor, o bien, (b) someterse a un registro de acuerdo a los formularios anexados en el Reglamento (Anexo 2).⁸¹ Los derechos y obligaciones que el Reglamento establece varían dependiendo de la vía que se haya utilizado en aspectos como: contabilidad, fiscalización, regulación de tarifas, estándares para la instalación y mantenimiento, entre otros.

En la Tabla 30 se hace una breve comparación de distintos aspectos que diferencian ambas vías de obtención de permiso. No obstante, para fines de este estudio el foco debiera estar en aquellos proyectos que solo cuentan con el registro en virtud de la similitud con los proyectos bajo análisis.

Tabla 30: Comparación vías de obtención de permisos en Nigeria

Materia	Detentan un Permiso	Registrados
Diseño de construcción, operación, mantenimiento y desinstalación de los sistemas de distribución	Deben someterse a los Códigos Técnicos y Estándares de la NERC.	Aplican requerimientos que establece el Anexo 7 del Reglamento.**
Calidad de Servicio	Cumplir con el contrato firmado con la Comunidad como se establece en los Anexos 11 del Reglamento.	Cumplir con el Acuerdo firmado con la Comunidad.

⁸⁰ Estos contratos se realizan entre el promotor del proyecto de Mini-Red, la comunidad y la compañía de distribución en el caso de Mini-redes con interconexión a la red principal.

⁸¹ NERC's Regulation Mini-red 2016, Sección 8.

Materia	Detentan un Permiso	Registrados
Tarifas	Se someten al régimen de cálculo de tarifa MYTO (<i>Multy Year Tariff Order</i>)⁸² y con aprobación de la NERC. Esta metodología se basa en el enfoque <i>cost-plus/cost of Service</i>. Las pérdidas de carácter técnicas como aquellas que no lo sean tienen un máximo del 10%.	Tarifas libres. En este caso la regulación da la opción de establecer tarifas de acuerdo a lo siguiente: a) Usando el cálculo MYTO del Anexo 15 del Reglamento, o b) Por acuerdo entre el operador de la red y la comunidad (teniendo como mínimo que los clientes representen el 60% de la producción de electricidad). Con todo, la NERC puede intervenir y ajustar la tarifa acordada cuando la tasa de retorno del operador exceda la tasa de interés habitual de la deuda comercial y con una tenencia adecuada para este tipo de proyectos del 6%.
Acuerdos con la Comunidad	Deben firmar acuerdo con la comunidad suministrada, de acuerdo con los criterios establecidos en el Anexo 12 del Reglamento.	
Reglas de Seguridad	Todos los operadores de mini - redes deben cumplir con las normas de seguridad del Anexo 6 "Directrices de salud y seguridad (incluidas las recomendaciones sobre protección ambiental)". Este Anexo, es el único que establece normas por tecnología de generación y además para baterías VRLA, <i>Battery Lead-Acid</i>, baterías de litio, inversores, controlador de carga y otros equipos electrónicos y generadores diésel. Sin perjuicio de lo anterior, estas son de un carácter general.	

- Reglas y estándares de construcción y operación

El Reglamento de Mini - redes diferencia los estándares de diseño construcción y operación aplicables de acuerdo con el tamaño de los sistemas. Es así como aquellos sistemas menores a 100 kW de capacidad de distribución tienen un régimen

⁸² Es importante destacar que la NERC dispone en sus plataformas digitales una base de cálculo para el cálculo de la Metodología MYTO, donde la compañía solo debe ingresar la información que se le exige para ésta misma.

desregulado, mientras que los mayores a dicha capacidad se rigen por la regulación aplicable a los sistemas de distribución emanada por la NERC.

(i) Reglamento de Suministro de Electricidad y Estándares 2015*

El Reglamento NERC/Reg/1/2015 "Suministro de electricidad y Estándares 2015"⁸³, por mandato de la Sección 81 y 96(1) de la EPSRA contiene aquellas normas y estándares, entre otras, para las redes de distribución en su Capítulo V. Esta amplia gama de normas abarca desde las más generales, como diseño de ingeniería, conductores, topografía de terreno, voltajes permitidos, equipamientos e instalación de equipos para la red, entre otros. Asimismo, establece normas para las líneas de distribución y subestaciones.

(ii) Anexo 7 del Reglamento**

Las mini - redes de hasta 100 kW están excluidas de la regulación. En consecuencia, se ha observado que, para este tipo de sistemas, los errores en el dimensionamiento y el diseño de los componentes técnicos han provocado accidentes y el mal funcionamiento de los sistemas. Esto se aplica especialmente a los promotores de pequeñas Mini - redes, ya que a menudo no conocen la existencia de normas y directrices técnicas o no pueden acceder a estas. También suelen carecer o no pueden acceder a la necesaria experiencia/formación práctica necesaria. El deseo de reducir los costes puede llevar a sistemas que no cumplen las normas técnicas básicas. Por ello, el Anexo 7 del Reglamento resume algunos criterios básicos de diseño en términos de "reglas generales" que deberían utilizar los pequeños desarrolladores de Mini - redes y los operadores registrados con Mini - redes de baja tensión cuando las normas técnicas nacionales e internacionales no están a mano o no pueden entenderse, con el fin de mejorar la seguridad y fiabilidad de sus sistemas.

Con todo, la NERC exige la aplicación de las normas y directrices técnicas pertinentes establecidas, por ejemplo, en el Código de Distribución, así como las normas de los respectivos fabricantes. No obstante, hace la diferencia de que cuando esto no sea posible, podrán aplicarse las siguientes normas/directrices generales del Anexo 7. Sin embargo, cabe hacer presente que el Anexo 7 señala que estos requisitos no son científicamente correctos al 100%, sino que son sólo una indicación, y por ello NERC no asume ninguna responsabilidad por fallos o accidentes derivados de la aplicación de las normas que se mencionan. Asimismo, estas reglas no se distinguen por tipo de generación, sino que apuntan al diseño de la red en general.

A continuación, se hará una síntesis de los principales aspectos que abarcan estas recomendaciones:

⁸³ Nigerian electricity supply and installation standards regulations 2015 (NESIS)

- **Criterios de dimensionamiento de cables y conductores.** Las recomendaciones se dirigen a la disipación de calor producido por las corrientes y que las pérdidas de voltaje no excedan el 10% del voltaje nominal en la mayoría de las aplicaciones. Para el caso de pequeñas mini - redes, no sugiere el uso de cableado de "casa a casa" ("house-to-house") por razones de seguridad, por lo que da recomendaciones específicas para el uso de corrientes. Asimismo, da especificaciones técnicas para secciones de conductores para cables de cobre y aluminio.
 - **Corto de circuito y fusibles.** El anexo da recomendaciones generales y otorga una guía respecto al tipo de circuitos y fusibles a utilizar.
 - **Puesta a tierra.** Identifica a sistemas TN-C y TN-V-S como los típicamente utilizados en mini - redes, por lo que establece la necesidad de puesta tierra del conductor PE y N, o combinado para operar de forma segura. La puesta tierra se aplica para el generador, la red de distribución, en cada línea de esta misma y en los edificios de clientes.
 - **Protección de Entrada.** Protección a través de cajas para cubrir equipos eléctricos de polvo y agua.
 - **Rotación de máquinas.** Recomendaciones generales para la remoción de partes de maquinarias en orden de prevenir accidentes.
 - **Frecuencia y voltaje.** Recomendación que el generador no debiera variar su voltaje en +/-10% del valor nominal del lado del consumidor, y que la frecuencia de la red no varíe en más de un 20% de su valor nominal.
-
- Reglas de Seguridad

Todos los operadores de mini - redes deben cumplir con las normas de seguridad del Anexo 6 "Directrices de salud y seguridad (incluidas las recomendaciones sobre Protección ambiental)". Este anexo, es el único que establece normas por tecnología de generación y además para baterías VRLA, *Battery Lead-Acid Vented*, baterías de litio, Inversores, controlador de carga y otros equipos electrónicos y generadores diésel.

Las reglas de seguridad por tecnología se dividen en solar PV para la etapa de operación; turbinas eólicas menores a 50 kW, centrales hidroeléctricas menores a 50 kW y biomasa para las etapas de transporte y almacenamiento, instalación, operación y desmantelamiento y desecho. Sin perjuicio de lo anterior, estas reglas son más bien recomendaciones de carácter general que se orientan al uso apropiado de equipos para la ejecución de cada una de las etapas que se mencionaron.

VI. Programa para Sistemas Autónomos ("Stand-Alone Systems")

Si bien el marco normativo no se refiere de forma específica a los sistemas autónomos fotovoltaicos, la REA se encuentra a cargo de la implementación del programa "Componente de Sistemas Solares Domésticos Autónomos para los Hogares y Micro Pequeñas y Medianas Empresas (MSME, por su sigla en inglés "*Micro Small Medium Enterprise*"). Este programa tiene como objetivo permitir el acceso a dichos hogares y empresas a mejores servicios energéticos a un coste asequible, mediante sistemas solares autónomos a través de las empresas del sector privado.⁸⁴ Los beneficiarios son personas cuyas viviendas no están conectadas a la red o clientes desatendidos que tienen un acceso a la energía ineficiente y poco fiable.⁸⁵

El apoyo de la subvención proporcionada a través del Proyecto de Energía Nigeriano (NEP por su sigla en inglés "*Nigerian Energy Project*") que amortigua otras fuentes de financiación como: el propio capital de la empresa, el capital/deuda de los inversores, y facilitará el acceso al crédito reduciendo el riesgo de las entidades prestamistas, lo que, en consecuencia, promoverá la madurez del mercado de los sistemas solares.

- Tipos de Fondos

Dicho programa contiene dos tipos de fondos:

- a) Fondo basado en los resultados⁸⁶

El Fondo Basado en los Resultados (*Output-Based Fund*, OBF) es un fondo de 60 millones de dólares que consiste en otorgar subvenciones de incentivos fijos de hasta el 20% del coste del sistema a los beneficiarios por cada sistema instalado y verificado.

Las solicitudes para el Fondo Basado en Resultados son continuas hasta que se agoten los fondos.

Este apoyo permite a las empresas financiar la inversión necesaria en personal, formación, publicidad, procesos y logística, incluyendo la integración y el desglose de la mano de obra por género.

El sistema de precalificación para optar a este fondo tiene por objeto asegurar que el solicitante tiene la capacidad necesaria para ofrecer un servicio de productos de **calidad garantizada y un servicio postventa a los clientes**, y que tendrá la integridad y el rigor internos para hacer frente a los requisitos de información y auditoría que conlleva la subvención. Para ello se evalúa la empresa y el producto.

⁸⁴ <https://nep.rea.gov.ng/solar-home-systems/#marketintel>

⁸⁵ <https://nep.rea.gov.ng/solar-home-systems/#marketintel>

⁸⁶ <https://nep.rea.gov.ng/solar-home-systems/#obf>

En cuanto a la evaluación de los productos estos deben pasar el Marco de Verificación de Calidad para el NEP y ser certificados por *Lighting Global* (LG) o la Comisión Electro-técnica Internacional (IEC).

b) Fondo para el Desafío de la Ampliación del Mercado

Este es un fondo consistente en 15 millones de dólares. Se otorgan subvenciones por adelantado y otras para cofinanciar al inversionista a aquellos proveedores con planes de negocios más sólidos para acelerar las ventas en las viviendas de Nigeria y las MSMEs. Si bien el importe de la subvención depende de las necesidades de la empresa y de su capacidad/desempeño, este no supera el 20-30% del plan de financiamiento total (requisito de apalancamiento financiero). El desembolso de la subvención se realizará de forma escalonada en función del cumplimiento de los compromisos de los beneficiarios según sus planes de negocio.

Estos fondos de subvención también pueden ser utilizados por los beneficiarios para proporcionar capital de trabajo que permita una inversión más rápida en la actividad y en el inventario.

*VII. Desarrollo de Estándares de Calidad de Productos*⁸⁷

Los estándares de calidad de productos se encuentran en las reglas de carácter universal. Nigeria ha impulsado la generación de confianza de parte de los consumidores para la compra de SHS a través de la aplicación de normas de garantía de calidad.

El Banco Mundial y la Corporación Financiera Internacional (CFI) apoyan desde 2009 la Metodología Global de Pruebas de Calidad de la Iluminación⁸⁸ para examinar el flujo de productos solares sin conexión a la red que salen al mercado⁸⁹.

Es así como la industria se beneficia al disponer de una norma global única con la que cumplir, en lugar de tener que adaptarse a diferentes normas en cada mercado en el que operan, con normas separadas de aplicación global tanto para la Pico-PV a pequeña escala como para los SHS completos.

Para el caso de las mini - redes, Nigeria se ha subsumido al marco de garantías de calidad del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL). Este marco proporciona una "forma común de referenciar los niveles de servicio" y se apoya en los dos pilares de (1) definir los niveles de servicio y (2) definir un marco de responsabilidad⁹⁰.

⁸⁷ USAID (n 7)

⁸⁸ En inglés "*Lighting Global Quality Test Methodology*".

⁸⁹ Lighting Global, 'Solar Home System Kit Quality Standards' [2018] Solar Home System Kit Quality Standards 11 <https://www.lightingglobal.org/wp-content/uploads/2018/09/SHS_MQS_v2_4-20180901.pdf>

⁹⁰ Sean; Esterly, Ian; Baring-Gould and Samuel Booth, 'Quality Assurance Framework for Mini-Grids' NREL/PR-7A40-68414 <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68414.pdf>>.

3.2.3.2. Perú

I. Contexto

Perú se caracteriza por tener zonas rurales que se encuentran en lugares lejanos y con poca accesibilidad a la electrificación. Asimismo, muchas de las viviendas de estas localidades se encuentran de forma dispersa y habitadas con una población con bajo poder adquisitivo.⁹¹ Lo anterior, sumado a infraestructura social básica en servicios como salud, educación, vivienda, determinan una baja rentabilidad de proyectos de electrificación rural de parte del sector privado por lo que se requiere de la participación del Estado.⁹² Por otro lado, estos proyectos tienen una alta rentabilidad social y además promocionan otros proyectos de uso productivo asociados a las actividades agrícolas y pequeñas industrias⁹³.

De acuerdo a los censos nacionales realizados, la cobertura eléctrica en las zonas rurales ha crecido de manera importante en las últimas décadas. Según los registros de los últimos censos la cobertura a crecido de un 7,7% en 1993 a un 29,5% el año 2007. Luego, de acuerdo con estimaciones para el año 2019 de conformidad al avance y culminación de proyectos de ER, se estima un 80% de cobertura⁹⁴.

II. Marco Regulatorio de Electrificación Rural

El marco regulatorio de la electrificación rural se compone principalmente por la Ley N° 28.749, "Ley General de Electrificación Rural" (en adelante, indistintamente "LGER"), publicada el 23 de septiembre del año 2015⁹⁵; el Reglamento de Electrificación Rural, dictado por Decreto Supremo N° 018-2020-EM, publicado el 14 de junio de 2020⁹⁶; las Especificaciones Técnicas de la Dirección de Electrificación Rural y las demás políticas que señala la ley ya mencionada.

Por su parte, el Decreto Legislativo (DL) N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, del 1 de mayo de 2008, tiene por objeto promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

⁹¹ Ministerio de Energía y Minas, 'Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) Periodo 2021-2023' (2020).p6

⁹² *ibid*.p6

⁹³ *ibid*

⁹⁴ *ibid*

⁹⁵ Esta ley derogó la Ley 27.774 "Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera", y fue modificada mediante Decreto Legislativo N° 1207 del año 2015.

⁹⁶ Decreto Supremo N° 018-2020-EM, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 14 de junio de 2020.

En línea con lo anterior, el 27 de junio de 2013 se publicó el Decreto Supremo (DS) N° 020-2013-EM, que aprueba el “Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red”. El referido instrumento estableció las disposiciones necesarias para la adecuada aplicación del DL N° 1002, a fin de promover el aprovechamiento de los RER para mejorar la calidad de vida de la población ubicada en las zonas no conectadas a la red. El reglamento dictó las normas que promueven la inversión para el diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de sistemas fotovoltaicos en las zonas que el Ministerio de Energía y Minas (Minem) defina, empleando el mecanismo de subasta previsto en el DL N° 1002.

III. La Ley General de Electrificación Rural

La Ley 28.749 tiene por objeto establecer un marco normativo “para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país”.⁹⁷ Asimismo, dicho instrumento declara de forma expresa “la necesidad nacional y utilidad pública de electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y fronteras del país con el objeto de contribuir al desarrollo socioeconómico sostenible, mejorar la calidad de vida de la población, combatir la pobreza y desincentivar la migración del campo a la ciudad”.⁹⁸

La ley define la orgánica de instituciones competentes para el desarrollo de proyectos rurales, a través de una **Dirección General de Electrificación Rural (DGER)**, la cual coordina gobiernos regionales y locales, empresas concesionarias de distribución eléctrica y electrificación rural, y demás entidades y programas del Gobierno Nacional relacionadas a la ejecución, administración, operación y mantenimiento en la materia.

Por su parte, la LGER se señala de forma expresa en su artículo 4, el rol subsidiario de parte del Estado en el “proceso de ampliación de la frontera eléctrica en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país (...) a través de la ejecución de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como promocionará la participación privada, incluso desde las etapas de planeamiento y diseño de los proyectos”.

- Definición de Sistemas Eléctricos Rurales (SER)

Dicho instrumento define a los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) como “aquellos sistemas eléctricos de transmisión y distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al reglamento de la presente Ley”. Por su parte, el artículo 4 número 4 del Reglamento de Electrificación Rural, coincide con dicha definición, no obstante, agrega al final que “También incluye la generación en sistemas aislados”.

⁹⁷ Ley 28.749, Art.1

⁹⁸ Ley 28.749, Art.2

Además, el artículo 6 del Reglamento de Electrificación Rural incluye como parte de los SER la generación aislada renovable para atender sistemas eléctricos de distribución aislados y/o autónomos y/o almacenamiento de energía para garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio. En relación con lo anterior, el marco normativo no establece rangos de capacidad de distribución de un SER como en otras experiencias comparadas, sino que se atiende a las características demográficas y de interés social del sistema. Tampoco hace mayores distinciones entre aquellas que se encuentran conectadas o no a la red eléctrica principal.

- Titularidad

Los sistemas aislados y sistemas autónomos mediante energías renovables de electrificación rural deben contar con el título de Concesión Eléctrica Rural (CER) que otorga el MINEM a personas naturales o jurídicas, privadas o públicas, nacionales o extranjeras, que cuenten previamente con la calificación SER, para el desarrollo de las actividades eléctricas en los SER y el goce de los beneficios que otorga la LGER.⁹⁹

- Tarificación

La LNER establece en su artículo 14 la tarifa para SER en base a la establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

El Osinergmin fija la tarifa y precios de electricidad y supervisa el cumplimiento legal, técnico y contractual de la misma. La tarifa se fija cada cuatro años basado en la naturaleza pública o privada del inversionista, el tamaño de la planta de generación y la locación del proyecto.¹⁰⁰

En virtud de las disposiciones anteriores y los procedimientos establecidos por el Reglamento de Electrificación Rural en relación a la tarifa eléctrica, el OSINERMIN dictó la Resolución del Consejo Directivo N° 122-2018-OS/CD, el 12 de julio de 2018, en el cual se aprueba la tarifa eléctrica rural para sistemas fotovoltaicos aislados y sin medidor, hasta el 16 de agosto de 2022.¹⁰¹ Sin perjuicio de lo anterior, esta tarifa puede ser aplicable a suministros de energía eléctrica de un SER aislado a base de otras tecnologías (eólica, biomasa, mini-centrales hidroeléctricas o híbridos) en función de un rendimiento equivalente a los sistemas regulados y siempre que no se justifique una regulación específica o se trate de un proyecto piloto.¹⁰²

Es así como todos los usuarios que tienen un consumo menor a 100kW tienen un descuento de 62.5%, mientras que los consumidores entre 30 y 100kWh tienen una reducción de 18.75 KWh¹⁰³.

Parte de las tarifas impuestas a consumidores de más de 100kW se utilizan para subvencionar de forma cruzada a los pequeños consumidores.

⁹⁹ Reglamento de Electrificación Rural, Artículo 48.

¹⁰⁰ Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 122-2018-OS/CD 2018. Artículo 1

¹⁰¹ *ibid.* Artículo 4

¹⁰² *ibid.* Artículo 4

¹⁰³ IRENA (n 2).

Asimismo, indica otros criterios de fijación del Valor Agregado de la Distribución (VAD) en el artículo 14.2 señalando que:

- a) El VAD incluye todos los costos de la conexión eléctrica y considera un fondo de reposición de las instalaciones del SER.
- b) Los costos de operación, mantenimiento y de gestión comercial del VAD son los costos reales auditados, sujetos a un valor máximo que establece el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Este se define sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los SER de las empresas distribuidoras, agrupadas según corresponda. El Reglamento establece la metodología, criterios y procesos regulatorios correspondientes.
- c) En el caso de los Sistemas Eléctricos Rurales cuya inversión es financiada con recursos del concesionario de distribución, el costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado. En aquellos Sistemas Eléctricos Rurales en los que la inversión es financiada con recursos del Estado, se considerará un fondo de reposición de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.

IV. Decreto Supremo 020-2013-EM, Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red

El Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No conectadas a Red, aprobado por Decreto Supremo 020-2013-EM, tiene por objeto “establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de la Ley N° 1002 de “Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables” a fin de promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables para mejorar la calidad de vida de la población ubicada en las Áreas No Conectadas a Red”.¹⁰⁴

Es así como este Reglamento establece disposiciones para el procedimiento de subastas de proyectos no conectados a la red. Dentro de los aspectos más relevantes se destacan los siguientes:

- El Ministerio es el ente a cargo de definir las características principales de cada proyecto a licitar. Así, en cada base que se publique, establecerá la cantidad mínima de Instalaciones de Recursos Energéticos Renovables Autónomos requeridos, los respectivos objetivos porcentuales de cobertura prevista durante el Plazo de Vigencia, para cada una de estas áreas, y las características y componentes mínimos que se requieran para estas instalaciones¹⁰⁵.

¹⁰⁴ Ministerio de Energía y Minas, DECRETO SUPREMO N° 020-2013-EM: Aprueban Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red 2013 498132. Artículo 2

¹⁰⁵ Ibid

- El Adjudicatario no requiere de la obtención de permisos o licencias de cualquier índole, sino sólo requiere de la concesión eléctrica rural para la dotación de energía eléctrica en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de la LGER¹⁰⁶.
- Se establece una "Remuneración Base" por el Osinergmin, el cual es el monto máximo para efectos de la Subasta.
- Se establece un Régimen Tarifario. El Osinergmin regula anualmente el Cargo RER Autónomo, establece los costos de comercialización que se traspasan al distribuidor y establece los mecanismos de compensación a fin de que el Cargo RER¹⁰⁷ sea único para todos los Usuarios de las Áreas No conectadas a la Red.
- El Osinergmin establece el procedimiento de liquidación de los ingresos del Inversionista a fin de garantizar la Remuneración Anual. Esta liquidación será realizada a través del Fideicomiso, en forma anual y con ajustes trimestrales.
- Los Usuarios de las Instalaciones RER Autónomas pagarán la Tarifa RER Autónoma de acuerdo con las condiciones de aplicación aprobadas por Osinergmin.

Bajo este mecanismo, en julio de 2013 el Minem inició la primera convocatoria de subasta *Off-Grid* bajo el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, convocado el 12 de septiembre del mismo año al proceso de subasta RER *off-grid* por un plazo de 15 años, para instalaciones RER en viviendas, entidades de salud y escuelas. El proceso abarcaba tres zonas del país que como cantidad mínima requerida de instalaciones se dispuso: 56.480 para la Zona Norte; 47.825 para la Zona Centro y 47.585 para la Zona Sur. Finalmente, el proceso culminó adjudicando 11 distribuidoras de electricidad.¹⁰⁸

V. Recursos para la Electrificación Rural

La Ley Nº 28.749 determina los recursos destinados a la electrificación rural en su artículo 7, las cuales son:

- 1) Transferencias del Tesoro Público que se fije anualmente;
- 2) Fuentes de financiamiento externo;
- 3) El 100% del monto de las sanciones que imponga el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG a las empresas que cuenten con concesión o autorización para desarrollar actividades eléctricas;
- 4) Hasta el 25% de los recursos que se obtengan por la privatización de las empresas eléctricas del Sector Energía y Minas;

¹⁰⁶ibid

¹⁰⁷ El Cargo RER es de tipo unitario determinado para cada año por OSINERGMIN para asegurar la remuneración de todos los servicios involucrados con las Instalaciones RER Autónomas de cada Área No Conectada a Red, incluye: Remuneración Anual, costos de comercialización del Distribuidor y costos de administración de Fideicomiso.

¹⁰⁸ Osinergmin, 'Energías Renovables, Experiencia y Perspectivas En La Ruta Del Perú Hacia La Transición Energética.' (2019). p180

- 5) El 4% de las utilidades de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del sector eléctrico, que se aplicará con cargo al Impuesto a la Renta (IR). Para el caso de las empresas concesionarias de generación de energía hidroeléctrica, se aplicará el porcentaje antes señalado sin que éste afecte al porcentaje establecido en la Ley N° 27506, Ley del Canon;
- 6) Los aportes, asignaciones, donaciones, legados o transferencias por cualquier título provenientes de personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras;
- 7) Los recursos que se obtengan sobre la base de convenios de ejecución de obras de electrificación rural con gobiernos regionales y locales;
- 8) El aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado, con excepción de aquellos que no son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional;
- 9) Los excedentes de la contribución establecida en el literal g) del artículo 31 de la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que perciba anualmente la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas por su función normativa, y que no sean utilizados en ese ejercicio por dicha dependencia; y,
- 10) Otros que se asignen.

- Destino de los recursos de la Electrificación Rural

Cada uno de los recursos ya mencionados (identificados en el artículo 7 de la Ley) son administrados por la Dirección General de Electrificación Rural (DER), a excepción de aquellos destinados a la promoción de inversión privada. El destino de los recursos es exclusivo **para la ejecución de proyectos, obras y subsidios de los SER**. En este sentido la ley distingue aquellos recursos que la DER destina a las (i) empresas concesionarias de distribución eléctrica vinculadas al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) y la Empresa de Administración de

Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA)¹⁰⁹ previa suscripción de convenios; y (ii) aquellos recursos destinados a las instalaciones domiciliarias y conexiones eléctricas para cargas destinadas a usos productivos de electricidad.¹¹⁰

En relación con lo anterior, la Ley establece que los recursos están dirigidos **a reforzar, ampliar, remodelar o mejorar la infraestructura eléctrica existente** para abastecer a cargas eléctricas rurales (domiciliarias o de usos productivos de la electricidad) en las empresas concesionarias de distribución eléctrica vinculadas al ámbito de FONAFE o ADINELSA.¹¹¹

¹⁰⁹ ASINELSA es una empresa de carácter pública que

¹¹⁰ Ley 28.749, Art.9

¹¹¹ Ley 28.749, Art.9

No obstante, **el 1% de los recursos** para la electrificación rural que se determinan en el artículo 7, son destinados a la **educación y capacitación de consumidores en zonas rurales** que incluirán programas de desarrollo de usos productivos de la electrificación y la energía renovable.¹¹²

VI. Planificación de la Electrificación Rural

De acuerdo con el artículo 10 de la Ley 28.749, el Ministerio de Energías y Minas elabora un Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) de un horizonte de 10 años, el cual abarca proyectos regionales y locales, programas de expansión de empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural, y programas aprobados por el Gobierno Nacional. No obstante, el Reglamento de Electrificación Rural establece en el artículo 14 la elaboración de un PNER dividido en dos componentes: (1) Componente de Largo plazo con un horizonte de 10 años, (2) Componente de Mediano plazo de un período de tres años. Por mandato legislativo el PNER es elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER).

- El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), período 2016-2025.

El PNER 2016-2025, publicado en diciembre de 2015 por la DGER, se compone por dos partes: la primera es un planeamiento estratégico de la electrificación rural, y la segunda, el establecimiento de inversiones y metas.

Parte de sus contenidos son los avances en la ejecución presupuestal desde el año 1993, de los proyectos en ejecución al año 2020, los proyectos en proceso de selección, y estudios de pre-inversión e inversión definitivos. Por otro lado, identifica los programas y planes que se han implementado en distintas regiones y localidades con los resultados obtenidos.

Como parte de las metas e inversión en proyectos, se propone invertir US \$542,93 millones (2.147 millones de soles) en SER entendiéndose por tal proyectos formulados y/o configurados por los 3 niveles de gobierno (MEM, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales); US \$15,43 millones (61 millones de soles) en minicentrales hidroeléctricas que se ubican en zonas aisladas sin conexión a las redes interconectadas y; US \$ 325,05 (1285,4 millones de soles) en módulos fotovoltaicos a través del Programa Masivo el cual se detalla más adelante.

- El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) período 2021-2023

El PNER 2021-2023, publicado en diciembre de 2020, y se compone de los mismos elementos que el PNER de Mediano Plazo.

¹¹² Ley 28.749, Art.8

El PNER indica la priorización de alternativas tecnológicas para la ER. Es así como en primer lugar señala la extensión de la red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y/o a la de Sistemas Aislados (SSAA), a partir de los cuales se desarrollan Sistemas Eléctricos Rurales (SER's). No obstante, la imposibilidad o inconveniencia técnica y/o económica de estas extensiones han posicionado como segunda alternativa tecnológica la implementación de Sistemas Fotovoltaicos (SF) de uso doméstico o comunal (sistemas de autogeneración), por sobre todo en la sierra y selva. Luego, la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's) y sus sistemas eléctricos asociados es la tercera alternativa. Por último, la energía eólica es la cuarta alternativa para zonas preferentemente ubicadas en valles intermedios y cercanías del litoral de la costa.¹¹³

Se establecen las políticas de ER (las mismas señaladas en la LER), así como los objetivos específicos y estrategias para alcanzar dichos objetivos. Dentro de los seis objetivos que establece, se destaca – y como parte de los objetivos de este Estudio- el Objetivo 2, que señala prever la utilización de tecnologías adecuadas que optimicen costos y calidad del servicio que otorgan los SER, ya sea ampliando las fronteras de electrificación rural, fomentando las energías renovables y almacenamiento de energía. Para ello, la estrategia propuesta es la investigación en tecnologías, elaborar estudios de energías renovables y actualización de diseños de SER.

Las metas que establece para los tres años designados¹¹⁴:

- Que 1,6 millones de habitantes cuenten con electrificación de servicios públicos de electricidad.
- Impulsar el desarrollo rural en zonas de difícil acceso y de frontera a base de energías renovables
- El posicionamiento a nivel latinoamericano en el primer tercio de países con cobertura eléctrica.
- Realizar intervenciones articuladas con otros programas sociales orientadas al cierre de brechas de infraestructura básica.

VII. Reglas y Estándares Técnicos de Electrificación Rural

La LNER en su Título IV "Normas Técnicas para los Sistemas Eléctricos Rurales". De acuerdo al Artículo 11, le otorga la potestad a la DGER para adecuar el Código Nacional de Electricidad y emitir normas de diseño y construcción a propuesta de la DEP, gobiernos regionales y locales, las entidades del Gobierno Nacional encargadas de la ejecución de obras, las empresas concesionarias de distribución eléctrica y los especialistas en la materia, y que deberán ser actualizadas de forma permanente.

¹¹³ Ministerio de Energía y Minas (n 32). P8

¹¹⁴ ibid. p20-21

Asimismo, la misma DGE debe emitir las normas técnicas de calidad, y de operación comercial de los sistemas, según indican los artículos 12 y 13 respectivamente.

En el ejercicio de dichas atribuciones de la DGER se han elaborado una amplia gama de normas de carácter técnico y de diseño para proyectos de ER.

A continuación, se analizarán aquellas relacionadas a proyectos de autogeneración de tecnología fotovoltaica.

1. Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural, 2015

Esta especificación técnica tiene por objeto establecer “las características generales, físicas, de funcionamiento, condiciones extremas de operación y protecciones, que deben cumplir el Sistema Fotovoltáico (SFV) y sus componentes, para su aplicación en instalaciones eléctricas de Electrificación Rural”.

- Contenido de la Especificación Técnica

Dicha norma contiene las normas de referencias que han sido consultadas para la elaboración de la normativa, las condiciones ambientales en las cuales se puede instalar un SPFV, como por ejemplo la altitud sobre el nivel del mar, humedad relativa, temperatura ambiente, precipitación pluvial e irradiancia solar máxima y velocidad del viento.

Señala cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico:

- Un generador fotovoltaico compuesto por uno o más módulos fotovoltaicos.
- Un banco de baterías compuesto por una o más baterías.
- Una Unidad de Control formado por uno o más controladores de carga, un convertidor de tensión (Opcional), un inversor de corriente (únicamente para suministros eléctricos en corriente alterna).
- Lámparas en corriente continua, usualmente tres (3) unidades para suministros en 12 V, en corriente continúa.
- Accesorios principales (Soporte y poste del generador fotovoltaico, gabinete de control, racks para batería, sistemas de distribución eléctrica).

Indica la información general con la cual debe contar un SF, señalando que dicho sistema se debe dimensionar a partir de las características climáticas y geográficas del lugar de instalación, obtener las características técnicas de los componentes principales y del sistema de distribución eléctrica. Sin embargo, en el caso que se desconozca el lugar de destino final, debe tomarse en cuenta las condiciones extremas del área donde se intervendrá o en el caso extremo, da cuenta de condiciones generales mínimas a tomar en cuenta.

En cuanto a las especificaciones técnicas del SFV, así como para cada uno de sus componentes sus componentes se clasifican en cinco grupos:

- Generales, especificaciones relacionadas con características generales, certificaciones, información técnica que deben acompañar a cada componente.
- Físicas, especificaciones referidas a las características constructivas, elementos y partes que conforman los componentes.
- Eléctricas, especificaciones referidas a las características eléctricas y de funcionamiento.
- Funcionamiento en condiciones extremas de operación, especificaciones destinadas a garantizar el funcionamiento de los componentes en eventuales condiciones críticas.
- Protecciones, especificaciones destinadas a proteger un componente o más, en casos fortuitos

A partir de las secciones 7 y siguientes, se establecen especificaciones para Pruebas (Pruebas de Aceptación), Manipuleo y Transporte, Garantía Técnica, Embalaje, Inspección en Fábrica, Información Técnica Requerida.

Por último, contiene un anexo con una tabla de Especificaciones técnicas con los elementos a cumplir por cada componente.

2. Norma DGE Especificación Técnica y Procedimiento de Evaluación de un Sistema Pico Fotovoltaico y sus Componentes, 2016.

El objetivo de la norma es establecer la “Especificación Técnica y los Procedimientos que deben cumplir un Sistema Pico Fotovoltaico (SPFV) y sus componentes hasta una potencia de 40Wp, cuya “finalidad es cubrir las necesidades básicas de energía eléctrica, principalmente iluminación y comunicación básica, de personas que no pueden acceder al servicio de electricidad convencional, utilizando la energía solar como fuente”.

De acuerdo con la Norma el SPFV se diferencia de un SFV en que el controlador de carga y descarga forma una sola pieza con la batería y el panel fotovoltaico usualmente tiene una potencia pico que no supera los 25Wp y la suma total de paneles no debe superar los 40Wp. Asimismo, señala que los componentes de estos sistemas (panel, controlador, batería y lámpara) “son los más eficientes y eficaces en el mercado, y son suministrados como un paquete con todos los componentes incluidos y su instalación se basa en *plug&play*¹¹⁵”.¹¹⁶

¹¹⁵ Un sistema *Plug&Play* se refiere a que las conexiones del inversor sólo se necesita girar la perilla de encendido, esperar el tiempo de sincronización y el inversor entrará en funcionamiento sin necesidad de que programes el equipo.

¹¹⁶ Norma DGE Especificación Técnica y Procedimiento de Evaluación de un Sistema Pico Fotovoltaico y sus Componentes. Numeral 3.

- Contenido de la Especificación Técnica

Dicha norma contiene las normas de referencias que han sido consultadas para la elaboración de la normativa, las condiciones ambientales en las cuales se puede instalar un SPFV, como por ejemplo la altitud sobre el nivel del mar, humedad relativa, temperatura ambiente, precipitación pluvial e irradiancia solar máxima y velocidad del viento.

Señala cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico:

- Al menos un panel fotovoltaico
- Una batería que debe formar una sola pieza con su respectivo controlador que es el encargado de un adecuado proceso de carga y descarga.
- Una o más lámparas, dependiendo del tiempo del Sistema Pico Fotovoltaico.
- Una o más lámparas, dependiendo del SPFV.
- Accesorios como: Radio, adaptadores USB u otro tipo de conector (para carga de celular), extensiones de cables, etc.

Las especificaciones técnicas de los SPFV y sus componentes se clasifican en cuatro tipos: Generales, Físicas, Eléctricas y Protecciones. Es así como se establecen los requisitos de acuerdo a estas especificaciones para los paneles fotovoltaicos, batería, controlador de carga y de lámpara.

A su vez se establece un procedimiento de evaluación de cada uno de sus componentes, es decir la norma establece los métodos posibles a utilizar, metodologías de cálculos, entre otros. Antes de comenzar con este procedimiento las muestras deben ser codificadas por el laboratorio a cargo de la evaluación.

Por último, la norma contiene un Anexo que señala cada uno de las “necesidades energéticas” que el SPFV puede satisfacer.

3.2.3.3. *India, Uttar Pradesh*

Uttar Pradesh es el estado que registra mayor población y uno con el mayor número de hogares sin electrificar.¹¹⁷ Muchos de estos hogares han debido recurrir al uso de combustibles para acceder a la iluminación, por lo que se ha fomentado el uso de mini - redes, llegando una implementación de 1.850 sistemas (al año 2018) tanto de sistemas de DC y AC en zonas que habían sido desatendidas, que otorgan servicios básicos de electricidad.

¹¹⁷ A pesar de que registros señalan que las aldeas se encuentran electrificadas en su totalidad, dicha información no hace la diferencia en cuanto a los hogares, los cuales muchos de estos no tienen acceso a la electricidad debido a los altos costos de conexión de estos mismo y la reticencia ante una falta de fiabilidad del suministro.

Cabe destacar que estas en su mayoría son de carácter privado y se han explotado bajo un régimen desregulado. No obstante, el año 2016 el gobierno estatal de Uttar Pradesh fue el primero en introducir una política y regulación dedicada a estas mini - redes como una forma de apoyar al sector privado y dar certeza a las inversiones.

A pesar de que en su mayoría estas Mini - redes funcionan base de energía solar y biomasa también se hace aplicable para otras tecnologías. En este sentido, otorgan una lección a nuevos proyectos en cuanto a la medidas regulatorias e implementación de estándares de construcción e instalación.

I. Política de Mini-Grids, Uttar Pradesh

El año 2016, el Gobierno de Uttar Pradesh emitió la “Política de Mini - grid de Uttar Pradesh” (en adelante, la “Política”) con el fin de implementar un marco de políticas y medidas para la instalación de Mini - redes a nivel local a base de energías renovables y así descentralizar la generación eléctrica. Como parte de los objetivos propuestos se identifican la promoción de generación descentralizada de energías renovables en el Estado; estimular la inversión privada; proveer de energía a viviendas para sus necesidades básicas como iluminación, cargas móviles, entre otros; reducir la inversión en el desarrollo y expansión de líneas de transmisión, promover empleos; y el desarrollo socioeconómico de la zona en cuestión.¹¹⁸

Esta Política se implementó para un período de 10 años, y hasta la fecha ha sido modificada o suspendida. Este período vigencia cobra relevancia porque obliga a que todos los proyectos de mini - redes que se hayan aprobado durante dicho plazo son los únicos que pueden optar a incentivos declarados bajo esta política.¹¹⁹

La Política, en rigor, funciona bajo el **otorgamiento de subsidios** de parte del Estado a proyectos que son de Mini - redes de una capacidad máxima de 500 kW para electrificar los hogares de los pueblos/habitaciones/aldeas que están sin electrificar o que tienen o no tienen disponibilidad de energía en las horas de máxima demanda. Con todo, el subsidio debe responder a criterios específicos tales como¹²⁰:

- Deben encontrarse en zonas determinadas por el Gobierno estatal.
- Los proyectos deben instalarse y recibirán un subsidio del 30% (de acuerdo con el presupuesto disponible)
- Los proyectos se establecerán sobre la base de construir, operar y mantener (BOOM) y el desarrollador deberá operar y mantener por 10 años.
- El subsidio se otorga a través de un proceso de licitación.

¹¹⁸ U.P New and Renewable Energy Development Agency, ‘Mini Grid Policy Uttar Pradesh 2016’. P. 3

¹¹⁹ *ibid.* p4

¹²⁰ *ibid.* p5-6

Asimismo, se establecen ciertas obligaciones y restricciones para los proyectos que obtengan el subsidio:

- El terreno será dispuesto por los desarrolladores de proyectos.
- Obligación un suministro diario:
 - o 3 horas por la mañana y 5 horas por la tarde, con un total de al menos 8 horas de electricidad para todas las viviendas del área del proyecto, según su demanda doméstica.
 - o Suministro diario de 6 horas de electricidad para otras necesidades productivas y comerciales.
- La energía restante podrá ser suministrada por los promotores a los demás consumidores.
- Parámetros de tarifa eléctrica (se verá más adelante)
- El sistema de distribución de electricidad debe obedecer a las directrices de Autoridad Central de Electricidad y UPPCL y las normas de seguridad eléctrica.

Por su parte, establece un período máximo para que estos puedan completarse de acuerdo con la tecnología utilizada¹²¹:

- Energía solar: 6 meses,
- Biomasa y el biogás: 9 meses,
- Energía eólica y de pequeñas centrales hidroeléctricas: 1 año.

Sin perjuicio de lo anterior se puede conceder una prórroga de 6 meses en caso de retraso debido a razones reales/naturales en varios niveles.

II. Regulación de Mini-Grid

La Regulación específica de Mini - grids se denomina "Comisión Reguladora de Electricidad de Uttar Pradesh (Reglamento de promoción de Generación y suministro de energía renovable de Mini - grid, 2016)"¹²²

De acuerdo al reglamento, un proyecto de Mini - grid es aquel a base de un sistema de generación de energías renovables de hasta 500kW de capacidad que suministra electricidad a consumidores, incluyendo, pero limitándose a hogares, pequeñas y medianas empresas, torres de telecomunicaciones, etc. A través de su red de distribución y/o que puede venderla al concesionario de distribución. Dicho lo anterior, este Reglamento regula tanto proyectos no conectados como conectados a la red.

¹²¹ ibid. p8

¹²² De acuerdo al Artículo 1.1 se denomina "Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Promotion of Mini-Grid Renewable Energy Generation and Supply) Regulations, 2016".

Las mini - grids deben tener un operador (MNO por su sigla en inglés “Mini-Grid Operator”) en cual se encarga de construir, mantener y operar el proyecto; quien podrá ser una persona, grupo de personas, la autoridad local, una asociación de usuarios, cooperativas, ONG, entre otros. El Reglamento establece dos modelos operaciones el cual el MNO debe elegir uno de ellos de acuerdo a la situación de existencia o no de una red.

- Sistema de registro

El Reglamento no da mayor detalle en cuanto a sistemas de permisos, pero señala que cada MNO debe llenar un formulario (que se adjunta en el Anexo 1 del Reglamento) con el objeto de que sea evaluado por la Comisión a fin de que este sea registrado como tal.

- Metodología de Tarificación

De acuerdo al reglamento, los proyectos de mini - redes no conectados pueden tener dos formas de tarifa.

- 1) Acordadas con la comunidad.
- 2) De acuerdo a los parámetros tarifarios que establece la Política de Mini - grid de Uttar Pradesh, 2016, en el caso que el proyecto reciba el subsidio de dicha Política¹²³:
 - El desarrollador cobrará 60/- rupias (0,8 USD) al mes por una carga de 50 Watts.
 - 120/- rupias (USD 1,6) al mes por una carga de más de 100 Watts por 8 horas de suministro eléctrico diario.
 - Por la carga de más de 100 Watts la tarifa será de mutuo acuerdo entre los consumidores y el desarrollador.

Ahora bien, en caso de que el proyecto se conecte a la red de distribución principal, el operador podría cambiar su régimen de tarifas en el caso que optara por vender sus excedentes al concesionario de distribución o, incluso toda la energía generada¹²⁴.

III. Estándares Técnicos

El capítulo IV del Reglamento establece los estándares técnicos de la red de distribución de energía de propiedad del MGO, el cual éste último será el responsable de cumplirlos. Dichos estándares se determinan de acuerdo a la capacidad instalada del proyecto:

¹²³ U.P New and Renewable Energy Development Agency (n 60). Sección 6.1.5.5.

¹²⁴ En caso de venta el operador recibe un Feed-in tariff regulado en el mismo Reglamento.

Proyectos con capacidad instalada mayor a 50kW

Las normas de construcción se deben ajustar a cualquiera de estas dos opciones:

- Manual de construcción para el diseño y la construcción de líneas emitido por la Rural Organización de Electrificación Rural y Planificación del Sistema Secundario (RESSPO), Uttar Pradesh Power Corporation Limited (UPPCL), o
- El Reglamento de la Autoridad Central de Electricidad (CEA) (Medidas relativas a la Seguridad y el Suministro Eléctrico), 2010¹²⁵.

Proyectos con capacidad instalada de hasta 50kW

El Reglamento establece normas de carácter técnico mínimas al cual deben ajustarse en la etapa de construcción:

- Postes de hormigón de cemento Portland, es decir, P.C.C,
- Cable de aluminio recubierto de PVC y soportado por cable de hierro galvanizado,
- La conexión del servicio se realizará únicamente a través de las cajas de conexiones montadas en el poste.

IV. Medidas de Seguridad¹²⁶

La instalación de los equipos debe cumplir con el Reglamento de la Autoridad Central de Electricidad, Medidas de Seguridad y Suministro Eléctrico), 2010 y sus posteriores modificaciones.¹²⁷

3.2.3.4. Bangladesh

I. Contexto

Bangladesh es un país agrícola del sur de Asia con aproximadamente 163 millones de habitantes y con una alta población que habita en zonas rurales. Al año 2003 el gobierno de Bangladesh optó por la introducción de sistemas solares domésticos (SHS) para garantizar el acceso a la energía eléctrica de los hogares. Es así que se dio inicio al programa "Solar Home System (SHS)" con el financiamiento del Banco Mundial bajo el RERED Project. El resultado hasta la fecha ha sido sumamente exitoso, convirtiéndose

¹²⁵ The Central Electricity Authority (CEA) (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010.

¹²⁶ Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Mini-Grid Renewable Energy Generation and Supply) Regulations , 2016'. Sección 7

¹²⁷ La modificación más reciente fue la denominada Medidas relacionadas a la Seguridad y Suministro eléctrico (Modificación) del año 2019.

Bangladesh en uno de los países líderes en la implementación de sistemas de autogeneración para electrificación rural. Además, desde una perspectiva social y económica ha otorgado beneficios significativos a la población.

Las ventas bajo este programa culminaron el año 2018 obteniéndose exitosos resultados en cuanto a la cobertura de electrificación. Es así como el 14% de la población (esto es 20 millones de personas), o bien, más del 25% de 15 millones de hogares que no tenían acceso a la electricidad pudieron tenerlo. Con ello, se instalaron un total de 4.11.484 SHS totalizando 163 MW de capacidad instalada, y se concedieron US \$78 millones en subvenciones.¹²⁸

II. Programa Solar Home System

El programa "Solar Home System (SHS)" es una asociación público-privada, dirigida y ejecutada por la IDCOL (por su sigla en inglés *Infrastructure Development Company Limited*). La implementación del Programa se realiza con la participación organizaciones asociadas ("*partner organizations*", POs) que comercializan, venden, financian, instalan y otorgan el servicio de los SHS a los hogares.¹²⁹ Las POs en su mayoría son organizaciones no gubernamentales (ONG) o MFI que contaban con la experiencia para ejercer las funciones mencionadas¹³⁰. Las POs accedieron al financiamiento de la IDCOL para ofrecer préstamos a sus clientes y así repartir los pagos hasta un período de hasta tres años¹³¹. Estos fondos fueron amortizados con los fondos propios de las POs y los copagos de los consumidores.

El modelo se instauró a base de pequeñas subvenciones y decrecientes en el tiempo con el fin de que se incrementara la asequibilidad a los SHS ayudando a los POs a reforzar su capacidad institucional. Finalmente, los clientes devolvieron los préstamos a los POs en un período de tres a 10 años, y éstas a su vez a la IDCOL.¹³²

Cabe destacar que lo POs seleccionó a sus clientes evaluando la capacidad de pago individual (a diferencia de las MFI que el préstamo se garantizaba a grupo), y que finalmente resultó el método más adecuado para el caso de la instalación de SHS, ya que no sólo se quería maximizar el número de SHS, sino que también reducir el coste de la actividad y proporcionar eficazmente repuestos y servicios de reparación.

Los hogares fueron los principales clientes de los SHS. En este sentido, el otorgamiento de información a los hogares forma una parte importante del Programa, ya que éstos debieron no solo tomar la decisión de comprar un SHS, sino que también elegir el sistema, condiciones de pago, medidas de cuidado y utilización de SHS, ventajas y limitaciones, entre otras. La compra se llevó a cabo por un contrato de venta o

¹²⁸ Anil Cabraal and others, 'Living in the Light: The Bangladesh Solar Home Systems Story' (2021) <www.worldbank.org>. p21

¹²⁹ *ibid.* p.2

¹³⁰ *ibid.* p.12

¹³¹ *ibid.*

¹³² *ibid.*

arrendamiento con una PO y con el pago de un anticipo. Luego de la ejecución de la compra se capacitaba al cliente respecto al uso del sistema.

- Metas y objetivos:
 - En 2003, IDCOL tenía el objetivo inicial de financiar 50.000 SHS en 5 años; tras alcanzar ese objetivo antes de lo previsto, se aumentó a 200.000 SHS en 2009.
 - En 2009 "se fijó un nuevo objetivo de 1 millón de instalaciones de SHS para 2012.
 - En 2014, después de que el total de instalaciones alcanzara los 3 millones, IDCOL estableció un nuevo objetivo de otros 3 millones de SHS para 2016/2017.

III. Análisis Regulatorio e Institucionalidad

A pesar de que Bangladesh tiene un fuerte desarrollo en la electrificación rural a lo largo de las últimas décadas, este no tiene un marco regulatorio robusto en cuanto a la emisión de políticas y regulaciones en la materia. En este sentido, el año 2008 la División de Energía del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Bangladesh emitió la Política de Energías Renovables en la cual se fijaba como objetivo aprovechar el potencial de los recursos renovables para la difusión de estas tecnologías en zonas rurales, así como

aumentar el desarrollo de estos recursos para alcanzar el 5% del total de la demanda para el año 2015 y el 10% para el año 2020¹³³.

No obstante, el éxito del Programa de sistemas solares domésticos se debe en gran parte a la coordinación de la institucionalidad a cargo y a la conjugación de funciones organismos públicos y actores externos y privados. En este sentido se puede destacar la actuación de los siguientes:

- La Comisión Reguladora de Energía de Bangladesh (BERC por su sigla en inglés "*Bangladesh Energy Regulatory Commission*"). Este es el órgano regulador independiente del sector energético. Este determina tarifas para la generación y transmisión, emite licencias, ejerce funciones de monitoreo, entre otras).
- La IDCOL (por su sigla en inglés *Infrastructure Development Company Limited*). Institución financiera del Estado que provee subvenciones y préstamos a iniciativas privadas de carácter energético. Es así como la IDCOL recibe financiamiento de agencias como el Banco Mundial, el Banco de Desarrollo Asiático, el Banco de Desarrollo Islámico, y el KfW.¹³⁴

¹³³ Ministry of Power Energy and Mineral Resources, 'Renewable Energy Policy of Bangladesh' [2008] Energy 1. P.5

¹³⁴ Islam Sharif and Marufa Mithila, 'Rural Electrification Using PV: The Success Story of Bangladesh' (2013) 33 Energy Procedia 343 <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.075>>. p.344

La IDCOL tiene un rol fundamental en la implementación del Programa, ya que esta establece los estándares técnicos, certifica los productos y provee los préstamos y subvenciones a aquellos operadores del programa con el fin de reducir los costos y construir capacidad local.

Un dato importante para la coordinación del Programa es que pese a la variabilidad de socios que permitieron el financiamiento, todos ellos adoptaron las disposiciones de ejecución y modelo de negocio por la IDCOL sin intentar imponer requisitos diferentes.

Por su parte, la IDCOL trabaja con el gobierno para complementar los esfuerzos de este último en la electrificación rural liderados por la BERC. La supervisión de la IDCOL en la implementación del Programa fue crucial para que las partes involucradas alcanzaran el financiamiento y cumplieran con sus obligaciones técnicas. De esta forma también el gobierno podía devolver los fondos y créditos obtenidos de otras asociaciones¹³⁵.

- Comité de Estándares Técnicos. Órgano independiente que tiene la responsabilidad de establecer los estándares técnicos para los componentes individuales de los sistemas solares fotovoltaicos a utilizar y en su conjunto. Además, debe revisar estos estándares de forma permanente para asegurar la calidad, introducir nuevas tecnologías y así aportar con el continuo desarrollo tecnológico.

El Comité se compone por representantes de la Universidad de Ingeniería y Tecnología de Bangladesh, el Departamento de Ingeniería del Gobierno Local, REB y miembros de la IDCOL.¹³⁶

- Comité de Selección de POs. Órgano independiente con la responsabilidad de seleccionar POs. Se compone por representantes de la División de Relaciones Económicas del Ministerio de Finanzas, el Instituto de Estudios de Desarrollo de Bangladesh la Oficina de Relaciones de ONG y "PKSF"¹³⁷.

- Comité de Operaciones de Os. Este órgano fue encargado de establecer comunicaciones entre las POs y la IDCOL. Es así como le permitió a este último obtener información en terreno, obtener sugerencias, transmitir mensajes y directivas a las POs, y en general, gestionar de forma eficaz el Programa. Este se compone por el Director General de la IDCOL y está compuesto por representantes de todas las organizaciones de POs y de la IDCOL.

Dentro de las tareas ejercidas de este Comité se encontraba: reunirse de forma regular para aspectos operativos del Programa de SHS, revisar avances de instalaciones, estado de aplicación de decisiones tomadas, eficacia en la recaudación de fondos, realizar informes en la cartera de riesgo presentados por

¹³⁵ Cabraal and others (n 70). P.12

¹³⁶ Technical Standards Committee, Technical Specifications for Solar Home System (SHS), IDCOL Solar Program 2017. Anexo 3 "Términos de Referencia".

¹³⁷ La PKSF es una ONG creada para el apoyo al desarrollo institucional a fin de crear oportunidades de empleo productivo y servicios asociados a moderadamente y ultra - pobres, pequeños y marginales agricultores y microempresarios

POs, revisión de informes técnicos presentados por la POs e IDCOL, entre otras actividades relacionadas a la ejecución del programa. Por su parte, cabe destacar que todas las decisiones tomadas en las reuniones realizadas por este Comité tenían carácter vinculante para las POs.

IV. Estándares Técnicos

El año 2017 el Comité de Estándares Técnicos emitió las “Especificaciones Técnicas para el Programa de SHS de IDCOL” (en adelante, las “Especificaciones Técnicas”). Dicho documento regula aquellos requerimientos para la certificación, prácticas para la instalación, documentación, embalaje y distribución, y garantías.

- Características de los componentes de cada sistema SHS¹³⁸
 - Uno o más módulos fotovoltaicos (FV), que cargan una batería de 12 Vdc, junto con luminarias, componentes electrónicos y eléctricos relacionados y hardware de montaje. Además de lo anterior, se puede introducir una televisión LED y un ventilador (que no supere los 15W) para los sistemas de más de 75Wp.
 - Los sistemas debieran estar diseñados para tener dos hasta tres días de autonomía (es decir debieran funcionar por tres días consecutivos sin carga desde el panel).
 - Estos debieran estar contruidos de tal forma que el usuario pueda hacer una rutina de mantenimiento como añadir agua a la batería y sustituir las bombillas y los fusibles, y un técnico puede realizar fácilmente el diagnóstico del sistema o sustituir los componentes.
- Certificación

Los productos deben ser certificados por una organización acreditada para el testeo y certificación. En caso de que estos productos sean locales, la TSC puede certificarlos como tal. Para ello, el Anexo 1 de las Especificaciones Técnicas establece en detalle requisitos para llevarse a cabo y los periodos de garantía mínimos que debe tener cada componente. De los períodos de garantía se identifican los siguientes, según se muestra en la Tabla 31:

¹³⁸ Technical Standards Committee Technical Specifications for Solar Home System (SHS), IDCOL Solar Program (n 78). Sección 1.

Tabla 31: Periodos de garantía de productos

COMPONENTE	TIEMPO DE GARANTÍA	DESCRIPCIÓN
Módulo FV	A. Garantía limitada de dos años	Libres de: Defectos y/o fallos debidos a la fabricación; materiales, agrietamiento de la superficie del vidrio frontal debido a objetos extraños dentro del vidrio; o no conformidad con las especificaciones debido a procesos de fabricación y/o inspección defectuosos. Ante incumplimiento deben ser sustituido(s) inmediatamente.
	B. Garantía limitada de la potencia de salida. 20 años (90% / 80%)	Si la pérdida de potencia se debe exclusivamente a defectos de materiales o de fabricación, IDCOL exige la garantía de la potencia de salida de cada tipo de módulo(s) fotovoltaico(s).
Batería	Primeros dos años	Para baterías de 30 Ah y superior, la capacidad de ser no menor al 90%.
	Próximos tres años	Para baterías de 30 Ah y superior, la capacidad de ser no menor al 80%.
	Primer año	Para baterías menores de 30 Ah, la capacidad de ser no menor al 90%.
	Próximos dos años	Para baterías menores de 30 Ah, la capacidad de ser no menor al 80%.
Controlador de carga	Tres años	Cumplimiento de todas las especificaciones técnicas mencionadas en el Anexo.
Medidor	Tres años	
Lámpara Fluorescente	Un año	
Lámpara LED	Tres años	
Convertidor de DC a DC	Tres años	

- Prácticas Recomendadas

Las prácticas recomendadas señaladas son requerimientos mínimos que debieran tener el diseño, especificación e instalación de un SHS con el objeto de asegurar un nivel de seguridad, desempeño, responsabilidad y vida útil del sistema. Estas recomendaciones se establecen para:

- Protección de circuitos y controles de carga
- Monitoreo del sistema
- Baterías
- Recinto de equipos
- Cableado

Todas especificaciones de los componentes debieran estar resumidas en un documento adjunto de acuerdo con los criterios y formatos que se describen en el Anexo 2 de las mismas Especificaciones Técnicas.

- Manuales

Las especificaciones Técnicas obligan a proveer dos tipos de manuales:

1) Manual a los clientes de parte de los proveedores

Este debe ser en el idioma local, y que sea simple y fácil de entender. El Manual debe contener información sobre cómo el SHS funciona, la descripción de todo el hardware interactivo incluyendo los interruptores de desconexión y los indicadores de estado, procedimientos del correcto uso del SHS, elementos de mantenimiento, procedimientos de apagado de emergencia, guía de solución de problemas, entre otros.

2) Manual de instalación, operación y Mantenimiento

Este debe ser usado por los técnicos del servicio. Debe ser en idioma local e incluir especificaciones relacionadas a la descripción del sistema, lista de componentes, y garantías, y las instrucciones de instalación. Asimismo, debe contener procedimientos de testeo post instalación.

- Mantenimiento

El proveedor o el PO debe tener los recursos y la capacidad para solucionar los problemas y mantener la instalación.

V. Adaptabilidad de los SHS

Una importante característica que observar del Programa SHS fue la capacidad de adaptabilidad al cambio tecnológico de los sistemas implementados. La comunicación entre las IDCOL y los POs fueron una pieza fundamental para atender las inquietudes y problemas que presentaban los SHS en los usuarios, cuestión que se llevó a cabo por el Comité de Operaciones.¹³⁹ Algunas de las medidas instauradas fueron las siguientes:

¹³⁹ Cabraal and others (n 70). P31

- **Reuniones de Comité Operacional** en el cual se solucionaron los problemas que se pudiesen presentar.
- **Call center** con disponibilidad diaria (excepto los viernes y feriados) para así proveer un servicio postventa y que clientes pudieran reportar problemas de carácter técnico. La IDCOL recibió llamadas directas de clientes por problemas que no fueron atendidos por las POs para su rectificación. Por su parte ante las quejas de clientes, se le daban los datos de contacto de este último a la oficina regional de la OP para que se pusieran en contacto y se le aconsejaba sobre la toma de medidas necesarias. Asimismo, hacía llamadas de seguimiento para que dicho problema se solucionara dentro de plazos razonables.
- **Verificación de Desempeño Operacional.** Se realizaban visitas e inspecciones a través de equipos de la IDCOL para asegurar que, por ejemplo, los SHS estuvieran instalados en las áreas designadas, se cumplieran con requerimientos técnicos y financieros, se utilizaran componentes de los SHS aprobados, se realizaran los mantenimiento y garantía de apoyo postventa, que el cliente estuviera satisfecho con el servicio, entre otros.
- **Auditorías Técnicas** conducidas por la IDCOL llevadas a cabo aleatoriamente por terceros para asegurar el cumplimiento de proveedores y POs en términos de calidad de los principales componentes de los SHS, instalación, garantía y servicios postventa. La TCS incluso realizó cambios en los estándares técnicos basados en la información proporcionada en estas auditorías.
- **Pruebas de muestras aleatorias** recogidas en los almacenes de los proveedores cuyos informes se enviaban a la TSC, la que ante desviaciones se recomendaba la suspensión.

En la siguiente tabla se identifican cada uno de estos aspectos de acuerdo a las experiencias analizadas en la sección anterior:

Tabla 32: Resumen experiencias nacionales e internacionales analizadas

	CHILE	NIGERIA	PERÚ	UTTAR PRADEH	BANGLADESH
Marco regulatorio general de autogeneración y/o electrificación rural	Chile no cuenta con normativa a nivel legal y/o reglamentario referente a la materia en específico. Tampoco la Ley General de Servicios Eléctrico contiene disposiciones aplicables.	- Reglamento de Mini - grids, 2016 - Ley de Reforma del Sector Eléctrico del 2005 (con referencias explícitas a electrificación rural).	- Ley General de Electrificación Rural. - Reglamento de Electrificación Rural. - Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables - "Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red". - Especificaciones Técnicas de la DGER	- Reglamento de promoción de Generación y suministro de energía renovable de Mini - grids, 2016	El programa no se implementa por un instrumento regulatorio pero las Especificaciones Técnicas para el Programa de SHS de IDCOL, tienen un carácter vinculante.
Institucionalidad de Electrificación Rural	No existe un marco institucional específico para la electrificación rural. Hay una gran dispersión de competencias en distintos organismos que tienen atribuciones en la materia, entre las que se cuentan, el	- Comisión Reguladora de Electricidad Nigeriana (NERC, Nigerian Electricity Regulatory Commission) - Agencia de Electrificación Rural (REA, Rural	- Dirección General de Electrificación Rural (DGER)	- Comisión Reguladora de Electricidad de Uttar Pradesh. - UPNEDA	- Comisión Reguladora de Energía de Bangladesh (BREC) - IDCOL - Comité de Estándares Técnicos - Comité de selección - Comité de operaciones.

	CHILE	NIGERIA	PERÚ	UTTAR PRADEH	BANGLADESH
	Ministerio de Energía, la SEC, el Ministerio de Desarrollo Social, las municipalidades.	Electrification Agency).			
Política de electrificación rural a mediano y largo plazo	-Política Energética 2050 (2015) y su proyecto de actualización actualmente en trámite - Mapa de Vulnerabilidad Energética (2019)	Estrategia y Plan de Electrificación Rural (RESIP). Metas a 15 años	Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) de un horizonte de 10 años y de 3 años.	Política de Mini - grids de Uttar Pradesh, de 2016. Período de vigencia de 10 años.	Programa implementado el año 2003 con una visión a 15 años.
Metas de electrificación rural	El Mapa de Vulnerabilidad Energética (2019) contiene la meta de conectar o mejorar el suministro de al menos 2500 viviendas anualmente, priorizando las zonas rezagadas y vulnerables energéticamente. Asimismo, la Política Energética 2050 establece la meta al año 2035 alcanzar un "100% de viviendas de	Aumentar el acceso a la electricidad de 75% y 90% para el año 2020 y 2030 respectivamente (urbana y rural), y al menos un 10% de energía renovable para el año 2025.	Invertir US \$542,93 millones SER. - US \$15,43 millones en minicentrales hidroeléctricas - US \$ 325,05 en módulos fotovoltaicos a través del Programa Masivo el cual se detalla más adelante. Meta de mediano plazo de 1,6 millones habitantes tengan	No establece	- En 2003, 50.000 SHS en 5 años; luego se aumentó a 200.000 SHS en 2009. - En 2009, 1 millón de instalaciones de SHS para 2012. - En 2014, 3 millones de SHS para 2016/2017.

	CHILE	NIGERIA	PERÚ	UTTAR PRADEH	BANGLADESH
	familias vulnerables con acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos”,		acceso a la electricidad.		
Subvenciones y/o subsidios para la implementación de proyectos de electrificación rural	Distintas fuentes de financiamiento estatal para proyectos de electrificación rural, dependiente de los presupuestos anuales de distintos organismos públicos: gobiernos regionales, Subsecretaría de Energía, Subsecretaría de Desarrollo Regional, entre otros.	A través de un Fondo de Electrificación Rural se implementación de programas dirigidos al suministro de electricidad. Se puede asignar al sector privado, comunidades y sector público. Regulación del Fondo en cuanto a sus ingresos y criterios de asignación.	A través de recursos acumulados por distintos sistemas de ingreso establecidos por ley. Para la ejecución de proyectos, obras y subsidios de los SER. Dirigida a: (i) empresas concesionarias de distribución vinculadas al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) y ADINELSA previa suscripción de convenios (ii) instalaciones domiciliarias y conexiones eléctricas para cargas destinadas a usos productivos de electricidad.	Subsidio del 30% para la construcción del proyecto. Obtención a través de licitación.	

	CHILE	NIGERIA	PERÚ	UTTAR PRADEH	BANGLADESH
			1% dirigido a la educación y capacitación de consumidores en zonas rurales		
Titularidad de los Proyectos de Electrificación Rural	Dado que no hay regulación específica en la materia, la titularidad de los proyectos de autogeneración y el modelo de gestión es definido en las respectivas bases de licitación de los proyectos a ser implementados.	Los proyectos mayores a 100 kW pueden optar por un permiso que requiere de mayores requisitos y tiene obligaciones. Los Proyectos menores a 100kW pueden optar por un régimen de permiso o solo ser registrados como tales.	Título de concesión	Se construye, opera y mantiene a título de dueño	Propiedad de las POs.
Sistemas de tarificación de proyectos de autogeneración rural	Dado que no hay regulación específica en la materia, no hay un modelo o sistema de tarificación específico para este tipo de proyectos, quedando dichas materias generalmente definidas en las respectivas bases de licitación de los proyectos a ser implementados.	Mini - redes superiores a 100kW se someten al sistema MYTO, mismo aplicable para sistemas de distribución. Aquellas menores a 100kW pueden optar por el anterior, o bien pueden establecer acuerdos con la comunidad, pero bajo la supervisión y ajuste de parte de la NERC.	Las tarifas deben regirse por la Ley de Concesiones. La DGER dicta decretos tarifarios con tarifas máximas para sistemas autónomos fotovoltaicos. Otros sistemas aislados a base de otras tecnologías pueden adherirse a dichas tarifas a base de condiciones similares y	- Acordadas con la comunidad. - De acuerdo con los parámetros tarifarios que establece la Política de Mini - grids de Uttar Pradesh, 2016, en el caso que el proyecto reciba el subsidio de dicha Política.	

	CHILE	NIGERIA	PERÚ	UTTAR PRADEH	BANGLADESH
			aprobados por la DGER.		
Establecimiento de estándares técnicos aplicables a proyectos de autogeneración rural	Instrucción Técnica ITG RIC N° 09/202 aplicable a instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. Instalaciones eólicas y de micro centrales hidroeléctricas no cuentan con regulación específica.	El diseño construcción, operación y mantención se somete a los Estándares y Códigos Técnicos aplicables a la Redes de distribución en general, o bien, en caso de mini - redes bajo registro, la regulación establece recomendaciones técnicas a tomar en cuenta por el desarrollador como mínimas, pero sin tener un carácter vinculante. Marco de Verificación de Calidad para el NEP y ser certificados por Lighting Global (LG) o la Comisión Electro-técnica Internacional (IEC).	Estándares dictados a través de las Especificaciones Técnicas por la Dirección General de Electrificación Rural.	Diferenciación de estándares técnicos para proyectos capacidad instalada menor o mayor a 50kW. Para el caso de la operación e instalación deben someterse los estándares y especificaciones del Gobierno Estatal y el Gobierno de India.	El Comité de Estándares Técnicos emitió las "Especificaciones Técnicas para el Programa de SHS de IDCOL"E

3.2.4. Identificación de aspectos esenciales de la normativa de autogeneración de energía rural

Las experiencias analizadas entregan diferentes elementos que contribuyen al desarrollo de proyectos de autogeneración de energía rural. Dentro de estos, y para fines del presente informe, podemos clasificar estos elementos en dos grandes categorías. En primer lugar, aquellos aspectos que se encuentran relacionados con la sostenibilidad de un proyecto en el tiempo de forma individual, de tal manera, que estos cumplan al menos con la vida útil para la cual fueron evaluados. Dichos aspectos se encuentran relacionados al establecimiento de estándares mínimos de carácter técnico y a sistemas de monitoreo, operación y gestión.

En segundo lugar, se encuentran aquellos aspectos que, si bien no se encuentran relacionados de forma directa con la evaluación, operación y mantenimientos de este tipo de sistemas de electrificación, sí son esenciales para la elaboración de un marco normativo de electrificación rural. Es así como todas las experiencias internacionales analizadas –que han sido casos exitosos en la implementación masiva de sistemas de autogeneración- cuentan con otros elementos a considerar que, en primera instancia, no están enfocados en la sostenibilidad en el tiempo de un sistema evaluado de forma individual pero que sí son claves para la promoción de la electrificación rural y, con ello, para la sostenibilidad de proyectos. Estos son, por ejemplo, el establecimiento de políticas a largo plazo, de estándares y metas de electrificación rural y/o de instalación de sistemas de autogeneración, existencia de una institucionalidad clara para la evaluación, monitoreo, y relación con distintos actores que participan de estos proyectos.

La Tabla 33 muestra, de forma resumida, las dos categorías identificadas en el marco del desarrollo del presente estudio, así como los distintos aspectos clasificados en cada una de las categorías.

Tabla 33 Clasificación de aspectos esenciales para marco regulatorio de autogeneración rural

Aspectos normativos relacionados directamente con la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración	Aspectos esenciales para una normativa de autogeneración de electrificación rural, no directamente relacionados con la sostenibilidad de los proyectos
Establecimiento de estándares técnicos específicos	Existencia de leyes y reglamentos específicos para autogeneración rural
Establecimiento de un ente responsable de la operación	Enfoque holístico de electrificación rural
Permanente monitoreo de funcionamiento, adaptabilidad, actualización de la tecnología utilizada	Políticas de electrificación rural a mediano y largo plazo
Sistema de permisos y titularidad de los proyectos	Metas específicas de electrificación rural

Aspectos normativos relacionados directamente con la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración	Aspectos esenciales para una normativa de autogeneración de electrificación rural, no directamente relacionados con la sostenibilidad de los proyectos
Metodologías de tarificación para autogeneración rural	
Institucionalidad dedicada a la electrificación rural	Determinación de ingresos para la electrificación rural y asignación de éstos a nivel normativo
	Mecanismos de electrificación rural masiva

A continuación, se desarrollará cada uno de estos aspectos diferenciados en los dos grupos mencionados:

1) Aspectos normativos relacionados directamente con la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración

- Establecimiento de estándares técnicos

El establecimiento de estándares técnicos a nivel normativo es un elemento clave para la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración en el tiempo. Estos pueden tener distintos enfoques, que pueden comprender exigencias mínimas para la instalación, reglas de seguridad, o condiciones mínimas en cuanto a los productos a utilizar en este tipo de sistemas.

De las experiencias analizadas, las normativas tienden a acotar los requisitos técnicos para este tipo de sistemas aislados. Sin embargo, solo se han establecido instrumentos regulatorios de carácter específico por tecnología de generación para sistemas de autogeneración de tipo fotovoltaico mayormente situados en techumbre. En el caso de las tecnologías de mini - hidro y eólicas, los requisitos quedan supeditados y cubiertos por las exigencias de sistemas de mini - redes. Sin embargo, de los casos analizados como Perú, Nigeria y Uttar-Pradesh, estas exigencias se acotan en cuanto al tamaño de la capacidad instalada o de distribución del sistema propiamente tal. Con todo, estas normas se han dictado a nivel local por la autoridad local correspondiente

En el caso de Chile, la recientemente publicada Instrucción Técnica ITG RIC N° 09/2021, que regula instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución, resulta un avance en cuanto a que es la primera norma de este tipo que establece disposiciones específicas en la materia y que aplica, en gran medida, para proyectos de autogeneración rural implementados con recursos públicos. La referida normativa, surgió precisamente debido al gran nivel de implementación de sistemas fotovoltaicos aislados de la red de distribución que no contaban con reglamentación específica, por lo que se detectaba un

vacío legal, de parte de los propios desarrolladores como de las autoridades sectoriales, que hacía necesaria la dictación de la ITG correspondiente.

En cuanto a los aspectos contenidos y el objetivo específico de la Instrucción Técnica ITG RIC N° 09/2021, según se mencionó anteriormente, dicen relación con “acotar los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica de distribución que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas.”¹⁴⁰ Asimismo, se debe señalar que muchos de los aspectos contenidos en la ITG, más allá de su estrecha relación con requisitos de seguridad, dicen relación con la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración, toda vez que establece disposiciones específicas en torno a materiales.

Dichas características se asemejan a los criterios establecidos en las especificaciones técnicas del caso peruano que tienen una larga data, desde las primeras dictadas por la DGE y que se han ido modificando con el avance tecnológico.

Ahora bien, y según se explicará en el punto 3.3.4., debido al escaso desarrollo e implementación en Chile de instalaciones eólicas y de micro centrales hidroeléctricas aisladas de las redes de distribución no ha sido necesaria la dictación de un análogo a la ITG RIC N° 09/2021 para reglamentar dicho tipo de instalaciones.

En cuanto a las características de los productos a utilizar como parte de los sistemas, las experiencias comparadas han utilizado distintas fórmulas normativas. Países como Bangladesh ha establecido garantías y procedimientos de certificación de productos para módulos fotovoltaicos de autogeneración. Asimismo, las especificaciones técnicas emanadas por la DGE de Perú contienen reglas de procedimientos de evaluación de cada uno de los componentes de los sistemas fotovoltaicos, cuestión que contribuyen a mitigar la incertidumbre en cuanto a las exigencias a tomar en cuenta por parte del desarrollador. Situación distinta es el caso de Nigeria, ya que se atiene a las normas globales de certificación como es el marco de garantías de calidad del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL).

En el caso chileno, la certificación y/o autorización de los distintos productos eléctricos a ser utilizados en sistemas de autogeneración rural¹⁴¹ es de cargo del modelo implementado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).¹⁴² Dicho modelo resguarda principalmente los requerimientos de seguridad de los respectivos productos, de manera de garantizar la seguridad de las personas y cosas.

¹⁴⁰ Título 1 ITG RIC N° 09/2021.

¹⁴¹ En este punto es preciso destacar que el modelo de certificación de productos fotovoltaicos, está principalmente enfocado en instalaciones conectadas a las redes de distribución y, consiguientemente, de aquellas que caben dentro de la aplicación de la Ley 21.118. Sin embargo, la misma ITG RIC N° 09/2021 dispone que respecto de los productos autorizadas para efectos de la Ley 21.118 se entenderá que cumplen con los requisitos para operar en instalaciones fotovoltaicas aisladas.

¹⁴² En relaciones a las atribuciones entregadas a dicho organismo en el marco de la Ley 18.410 y reglamentos asociados.

Específicamente en cuanto a los módulos fotovoltaicos, establece la ITG RIC N° 09/2021 que éstos deben cumplir "con las normas IEC 61730, e IEC 61215 o IEC 61646, según corresponda y deberán ser autorizados por la Superintendencia para tales efectos."¹⁴³

Ahora bien, la certificación en su conjunto de la instalación fotovoltaica aislada de la red se realiza a través del sistema de declaración de instalaciones TE-1 de la SEC. Para lograr la necesaria aprobación de la SEC, a través un instalador eléctrico autorizado, se realiza la presentación de una memoria explicativa que declara las instalaciones eléctricas y el correspondiente cumplimiento de la normativa eléctrica aplicable. En este punto, es preciso destacar que con la dictación de la ITG RIC N° 09/2021, se amplía el alcance de dicha certificación, debiendo cumplir específicamente cada una de las disposiciones de la instrucción general que sean aplicables a la instalación.

Por último, cabe destacar la incorporación de mecanismos en que se permite la participación de privados en el proceso de implementación de estándares técnicos. Es así como en el caso de Bangladesh, tanto de proveedores como desarrolladores de proyectos tienen una comunicación constante con el organismo competente de dictar estas exigencias, a fin de que las especificaciones sean acordes a la realidad de los proyectos y que estos no lo encarezcan de sobremanera. Si bien estas medidas son implementadas a nivel de programas de política pública (o en otras palabras no constituye una regulación propiamente tal), no se debiera descartar la posibilidad de que estas medidas se establezcan a nivel regulatorio.

- Establecimiento de un ente responsable de la operación

El establecimiento a nivel normativo del operador de la red resulta de crucial importancia para la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración a base de mini - redes. En este sentido, es importante que la norma establezca tanto las entidades que pueden operar el sistema, así como las responsabilidades que éste tiene para asegurar la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

Por ejemplo, en el caso de Uttar-Pradesh, según se establece en el Reglamento de Mini - grids de 2016, cada uno de los sistemas aislados deben contar con un operador que se encarga de construir, mantener y operar el proyecto; quien podrá ser una persona, grupo de personas, la autoridad local, una asociación de usuarios, cooperativas, ONG, entre otros. En cambio, el caso nigeriano si bien no especifica las posibles entidades si establece las obligaciones de éste, quien debe tener un contrato con la comunidad y reportar la operación y permitir la fiscalización de la autoridad reguladora.

Por su parte, en el caso de Bangladesh, la operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos quedan adjudicados ya sea en el PO o en el proveedor del sistema.

Para el caso de Chile, el modelo respecto a la responsabilidad de mantenimiento queda, en términos generales, sometido a las particularidades de la forma de implementación que se haya utilizado para la concreción del proyecto. En este sentido, debido a que Chile no cuenta con regulación específica respecto a sistemas aislados o implementación

¹⁴³ Sección 8, ITG RIC N° 09/2021.

de mini - redes, muchos de los aspectos aplicables a este tipo de proyectos quedan sumidos en una laguna normativa, situación que genera incerteza jurídica y problemas en términos de sostenibilidad de los proyectos.

- Permanente monitoreo de funcionamiento, adaptabilidad, actualización de la tecnología utilizada

Debido al permanente avance tecnológico, resulta de relevancia que las normativas relativas a los estándares técnicos de los sistemas de autogeneración se supervisen, sobre todo porque el usuario resulta el principal afectado ante las fallas de los sistemas en particular en los sistemas autónomos fotovoltaicos. Es así como normativas han establecido plazos de garantías y obligaciones de monitoreo de parte del ente encargado de la instalación. Por su parte, la supervisión de parte de los organismos públicos resulta fundamental para su cumplimiento.

Asimismo, la adaptabilidad y actualización de los sistemas a utilizar debe ser ágil, de tal manera, de optimizar el suministro eléctrico e incorporar nuevas tecnologías durante el desarrollo de programas de largo plazo.

De los casos observados, Bangladesh tiene un sistema de monitoreo a través de su fuerte institucionalidad, mediante comités dedicados a distintas funciones que permiten comunicar las contingencias de forma permanente con los usuarios. Ejemplo de ello es el servicio de postventa, mediante el cual a través de un callcenter se comunican las contingencias a los POs, visitas periódicas a los usuarios, auditorías externas de carácter aleatorio y reuniones de la IDCOL (agente a cargo del programa) con el Comité Operacional.

Por su parte, los estándares técnicos implementados por Bangladesh establecen períodos de garantía para cada uno de los componentes de los sistemas fotovoltaicos, cuestión que permiten no solo dar confiabilidad a los usuarios, sino que también se establecen límites de responsabilidad para el agente a cargo de la mantención y operación.

La relevancia de este aspecto es que la sostenibilidad de los proyectos en general no queda supeditada a la evaluación Ex - ante de los proyectos y al establecimiento de parámetros técnicos para su selección e instalación, sino que también se traspasa la responsabilidad a los organismos institucionales a cargo de su monitoreo Ex - Post. En este sentido, es importante que los integrantes de estos organismos también tengan un carácter altamente técnico, de manera que puedan revisar los parámetros técnicos con las situaciones prácticas durante el período de ejecución.

Por ejemplo, en el caso de Bangladesh el Comité de Estándares Técnicos se compone por representantes de las universidades locales, no obstante, el Comité de Operaciones de POs, compuesto por representantes de todas las POs, juega un rol clave, ya que es el encargado de transmitir los mensajes desde los usuarios hasta las entidades a cargo para la armonización del programa.

- Sistema de permisos y titularidad de los proyectos

Las normativas internacionales analizadas establecen un sistema de registro o de postulación a permisos para desarrollar el respectivo proyecto de autogeneración rural. A su vez, en sus anexos se indican aquellos formularios y especificaciones técnicas, financiera, y comercial que deben informar a la autoridad reguladora para someterse a revisión. Estos proyectos se pueden otorgar a título de concesión, como es el caso de Perú, o como en la mayoría de las veces, el desarrollador tiene carácter de dueño.

En el caso de Chile, la titularidad de sistema de autogeneración depende del programa mediante el cual fue implementado, existiendo diversos modelos de gestión y de propiedad de los proyectos. Lo anterior, deriva de la ausencia de regulación específica de electrificación rural y, por tanto, ausencia de establecimiento de modelos de gestión predeterminados y replicables.

El caso estudio que le ha dado mayor relevancia a este elemento es Nigeria. En este país se ha diferenciado el sistema de obtención de permisos de acuerdo con la capacidad de distribución del sistema, siendo para aquellos menores a 100 kW un proceso simplificado en que solo es necesario un registro cumpliendo con los estándares exigidos. Esto permite eliminar barreras de entrada para aquellos desarrolladores de mini - redes, porque no solo se simplifican las exigencias Ex - Ante, sino que también se reducen las obligaciones del operador del sistema una vez que el proyecto se encuentra en ejecución.

Por su parte, un sistema de permisos que establezca a nivel normativo mecanismos de participación de las comunidades involucradas en los proyectos de generación resulta de alta relevancia para la sostenibilidad de los proyectos, ya que mitiga la posibilidad de posibles contingencias y desacuerdos que se pueden presentar Ex - Post. Volviendo al caso nigeriano, es rescatable el período de exclusividad que es otorgado al potencial desarrollador antes de que éste entre en evaluación. En este sentido, le permite testear la viabilidad del proyecto en cuanto a las características técnicas, geográficas u otras, sin que este permiso le sea otorgado a un tercero por un período de tiempo que va desde los seis meses. Por otro lado, permite tener contacto con la comunidad involucrada, cuestión que es de relevancia para la sostenibilidad del proyecto porque entre otras cosas, facilita la toma de acuerdos que regirán, por ejemplo, en las metodologías de tarificación que se utilizarían.

- Metodologías de tarificación para autogeneración rural

Las metodologías de tarificación establecidas a nivel normativo resultan esenciales para la sostenibilidad de los sistemas porque otorgan certeza sobre el modelo de negocios a utilizar durante el tiempo proyectado de funcionamiento (y de permiso otorgado para tales efectos). Asimismo, cobran importancia en consideración a las características de vulnerabilidad de los usuarios de estos sistemas, ya que estos deberán estar de acuerdo con el precio de electricidad, o en el caso de que deban pagar parte de la instalación de sistemas autónomos fotovoltaicos.

De las experiencias internacionales observadas, las metodologías de tarificación son variadas. Para el caso de las mini - redes aisladas, estas pueden diferenciarse de acuerdo a su tamaño. Por ejemplo, en el caso de Nigeria aquellas mini - redes que son aquellas con una capacidad de distribución de 100kW hasta 1 MW, se rigen por el sistema de tarificación (MYTO) que utilizan los sistemas de distribución. Sin embargo, aquellas mini - redes menores a 100 kW de capacidad de distribución, los operadores pueden optar ya sea por el sistema mixto o bien, las tarifas pueden ser acordadas con la comunidad. En este último caso, la tarifa queda bajo la vigilancia y posibles ajustes de la autoridad reguladora (NERC), a su vez, la comunidad puede solicitar que estas sean revisadas.

Por su parte, la normativa de Uttar-Pradesh permite dos opciones de tarificación. Por un lado, los operadores pueden otorgar tarifas con la comunidad o, en el caso de que los proyectos se desarrollen bajo subvenciones estatales, deben cumplir con los rangos máximos establecidos en el reglamento.

En Perú, la DGER dicta decretos tarifarios con criterios máximos, y de los cuales otros sistemas aislados a base de otras tecnologías renovables pueden adherirse cumpliendo con ciertas características que sean asimilables a los sistemas autónomos fotovoltaicos.

En el caso de los sistemas autónomos fotovoltaicos, las normativas también establecen la forma de tarificación y cobro a los usuarios. En algunos casos, como el de Perú la autoridad fija las tarifas máximas por decreto de cuatro años.

En el caso de Chile, los sistemas y/o proyectos de autogeneración rural no cuentan con un modelo de tarificación asociado a la normativa eléctrica, solo alusiones generales en la Ley General de Servicios Eléctricos que serían meridianamente aplicables. En dicho sentido y debido a la ausencia de regulación en materia de sistemas aislados o implementación de mini - redes, muchos de los aspectos de tarificación quedan sometidos a los acuerdos y/o modelos de gestión específicos aplicables a la respectiva implementación de los proyectos.

- Institucionalidad dedicada a la electrificación rural

La institucionalidad resulta ser un elemento esencial para la sostenibilidad proyectos de autogeneración. En todos los casos revisados existe un importante desarrollo de la institucionalidad compuesta por organismos y agencias administrativas dedicadas al desarrollo de este tipo de proyectos. Es así como estos países cuentan con agencias que se encargan no solo de la promoción de la electrificación rural sino también administran los fondos para desarrollar programas. Estas agencias en su mayoría son creadas por la normativa de electrificación rural como organismos autónomos.

La relevancia radica es que estos organismos especializados para tales efectos son los entes que crean las políticas a largo plazo, se componen de profesionales capacitados y se evita la duplicación de materias a tratar para la implementación de programas de autogeneración. De esta manera las agencias de electrificación también permiten coordinar otros organismos que se encuentran fuera de la cartera ministerial energética pero que se relacionan con el desarrollo de este tipo de sistemas.

De los casos revisados, en Nigeria, la ley que regula el sector eléctrico (ESPRA) creó la Agencia de Electrificación Rural (REA), encargada de administrar el Fondo de Electrificación Rural y del desarrollo de programas. En el caso de Perú, la DGER es la entidad encargada entre otras funciones, de dictar los planes nacionales de mediano y largo plazo todos los años, y que por ende mantiene un permanente monitoreo de proyectos. En el caso de Bangladesh, se puede observar cómo se desprenden diferentes Comités dependiente del organismo a cargo de la implementación del Programa, integrados por personas calificadas y de carácter independiente que se encuentran a cargo de diferentes funciones, por ejemplo, del establecimiento de estándares técnicos.

En el caso de Chile, no existe una institucionalidad específica que se haga cargo de los programas de autogeneración rural, sino más bien queda a cargo de las autoridades reguladoras sectoriales y de distintas instituciones con competencias en la materia. De esta forma, se observa una gran dispersión de competencias que hace más engorrosa la tramitación y coordinación de proyectos de autogeneración no conectados a las redes de distribución. Dentro de los organismos públicos con competencias se cuenta, entre otros, al Ministerio de Energía, la SEC, el Ministerio de Desarrollo Social, las municipalidades.

2) Aspectos esenciales para una normativa de autogeneración de electrificación rural, no directamente asociados con la sostenibilidad del proyecto

- Existencia de leyes y reglamentos específicos para autogeneración rural

Según se desprende del análisis de experiencias internacionales, cada uno de los países analizados cuenta con un marco regulatorio de autogeneración rural. En general, éstos cuentan con leyes específicas referentes a electrificación rural, y la bajada reglamentaria particular, a través de la dictación de reglamentos específicos. Asimismo, se detecta en estos países que sus respectivas leyes generales del sector eléctrico hacen referencia a la temática de la electrificación rural.

De los países con mayor trayectoria en regulación de sistemas de autogeneración, encontramos a Perú, país en que se ha elaborado una estructura regulatoria de electrificación rural conformada por distintos instrumentos y que en su mayoría han sido sometidos a modificaciones. Estos son: la Ley General de Electrificación Rural, el Reglamento de Electrificación Rural, Ley de Promoción de la Inversión de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, las Especificaciones Técnicas emanadas por la DGER.

La relevancia de lo anterior radica en que los marcos regulatorios permiten darle estructura a los aspectos de interés que son esenciales para el desarrollo de proyectos

de autogeneración, que comienza con una mirada amplia hacia los aspectos más particulares y específicos.

De los países observados podemos ver cómo las normativas establecen la fórmula que el país promocionará este tipo de sistemas, las metas, los fondos para dichos programas, su forma de recaudación y la institucionalidad a cargo. Luego, las normativas de carácter técnico quedan supeditadas a las anteriores. En consecuencia, la sostenibilidad de un proyecto en el largo plazo no se mide solo por los requisitos de carácter técnico que se establecen de manera Ex - Ante, porque finalmente, esta estructura regulatoria coordinada permite que los programas y sistemas de autogeneración en general, puedan ser constantemente monitoreados y ajustados de acuerdo con la realidad existente.

Tal como señalamos anteriormente, en Chile no existe normativa específicamente referida a la temática de la electrificación rural.

- Enfoque holístico para las soluciones de electrificación rural

Las regulaciones y políticas que se elaboren para el desarrollo de la electrificación rural debieran tener un enfoque holístico a fin de crear un sistema coordinado y ambiente propicio para el despliegue y maximización del desarrollo socioeconómico de aquellas zonas rurales en que se suministre energía eléctrica.

En este sentido, las regulaciones no debieran apuntar a un solo sentido, por ejemplo, abordar sólo los aspectos técnicos relacionados con la instalación o los requerimientos de sus componentes o, abordar solo los riesgos de la inversión, sino que también aspectos relacionados con los vínculos entre el sector energéticos con otros sectores relacionados tales como medio ambiente y desarrollo social; la creación de capacidades, usos productivos, entre otros. De esta forma, y en relación con el punto desarrollado anteriormente relacionado al desarrollo de la institucionalidad, son aspectos esenciales para la sostenibilidad de los proyectos en el tiempo, de tal manera que la delegación de funciones hacia los entes administrativos no se duplique o entorpezcan, y que se puedan complementar de una forma eficiente.

- Dictación de políticas a mediano y largo plazo de electrificación rural

En cada una de las experiencias observadas se han implementado políticas de electrificación rural o bien, políticas energéticas en que se incluyen medidas concretas relacionadas a ésta.

Tanto en el caso de Perú como de Nigeria, la ley de la materia obliga a los ministerios del sector a elaborar una política con una mirada a largo plazo. No obstante, en el caso de Perú es aún más exigente, mandatando la elaboración de una Plan Nacional de Electrificación Rural con un horizonte de tres y diez años. La importancia radica en que se establecen objetivos y estrategias concretas que permiten coordinar las tareas a realizar en el sector, y a su vez, permite identificar el estado de avance de los programas y proyectos en ejecución de forma periódica, auditando por defecto el cumplimiento de las metas propuestas.

Cabe destacar que los países observados tienen la obligación de elaborar estos programas a nivel normativo, cuestión que refuerza el compromiso en la implementación de este tipo de sistemas. En este sentido, se refuerza un lineamiento de desarrollo en la materia de forma vinculante para los gobiernos de turno.

Tal como fue extensamente explicado en los puntos anteriores, en Chile los instrumentos de política pública que han abordado en tema de la pobreza y vulnerabilidad energética, así como de la electrificación rural, no cuentan con rango legal ni reglamentario. Lo anterior, deriva en que más allá de la determinación de buena fe de políticas y metas de largo plazo, en la práctica la implementación de éstas depende de la voluntad política de las autoridades políticas. En otras palabras, debido a las razones latamente enunciadas en los puntos 3.2.1 y 3.2.2., no existe una continuidad respecto a las políticas de electrificación rural.

- Metas específicas de electrificación rural

Las metas de cobertura de sistemas de autogeneración para la electrificación rural son un incentivo desde la política pública que ha sido utilizado en gran parte por la experiencia comparada.

En dos de los casos internacionales observados estas se implementaron a nivel normativo. Es así como en el caso de Nigeria, se estableció aumentar el acceso a la electricidad de 75% y 90% para el año 2020 y 2030 respectivamente (urbana y rural), y al menos un 10% de energía renovable para el año 2025. En el caso de Perú, El Plan Nacional de Electrificación Rural de mediano plazo, que va del año 2021-2023 se establece una meta de que al final de dicho período 1,6 millones de habitantes tengan acceso a la electricidad. No obstante, el PNER de largo plazo para el período de 2016-2025 se propone una meta en relación con los montos a invertir, diferenciándose éstos para aquellos proyectos en base a mini - centrales hidroeléctricas y en aquellos módulos fotovoltaicos.

La relevancia radica en el establecimiento de medidas concretas, que se instauran desde la regulación y programas que llamen al sector privado a invertir en este tipo de proyectos. Por su parte, es importante destacar los mecanismos de participación y consulta para el establecimiento de estas metas, de tal forma que sean concordantes con la realidad y proyección a invertir del sector privado. En relación a este último aspecto, Bangladesh –que sin haberse establecido una meta en la normativa, pero sí a inicio del Programa- se realizó una consulta a *stakeholders* para su fijación, habiéndose superado con anterioridad a la primera fecha propuesta, la cual fue elevada para los próximos años.

- Determinación de ingresos para la electrificación rural y asignación de éstos a nivel normativo

De las experiencias comparadas analizadas, los marcos regulatorios en cuestión, como en el caso de Perú y Nigeria, señalan las fuentes de ingresos para la conformación de fondos a destinar para electrificación rural (que puede ser conectada o no conectada a

la red). Algunas de estas formas de recaudación son, a través de transferencias de dinero, donaciones, cobro de multas, porcentajes de ingresos que se obtengan por privatización de empresas eléctricas o de las utilidades anuales de las empresas concesionarias de distribución.

Además, las normativas establecen el destino de estos fondos, y que en general se otorgan como subvención a los proyectos en etapas iniciales y no hacia los consumidores. De esta forma los desarrolladores de proyectos determinan su modelo de negocio en base a estos subsidios. Por ejemplo, en el caso de Uttar Pradesh forma un elemento decisor el hecho de optar o no a estas subvenciones, ya que, de hacerlo, se determina la metodología de tarificación y otras obligaciones.

Por otra parte, se pueden establecer subsidios cruzados de aquellos proyectos de autogeneración que tengan un mayor porcentaje de recaudación mediante el pago de tarifas para subvencionar aquellos usuarios más vulnerables, como se hace en Perú.

La importancia de este aspecto radica en la certeza legislativa que otorgar a los desarrolladores de proyectos de autogeneración, ya sea en períodos de evaluación y prefactibilidad de un proyecto, y en consecuencia, en la seguridad del suministro de los suministros de los usuarios. En este sentido, la planificación de este tipo de sistema se fortalece cuando los ingresos para dichos programas tienen diversas formas de entrada y que significan un compromiso de carácter normativo de grandes empresas como transmisoras y distribuidoras en el aporte de estos fondos que son destinados a compañías más pequeñas.

- Mecanismos de electrificación rural masiva

Los mecanismos de electrificación masiva a través de sistemas de autogeneración, constituye otro elemento que acelera la cobertura de hogares sin acceso a la electricidad. En general se llevan a cabo a través de programas masivos a cargo de la autoridad de electrificación rural competente, mediante concursos. En general, estos programas tienen vasto apoyo de instituciones y organismos financieros internacionales, como es el caso de Bangladesh.

No obstante, lo anterior, Perú es un caso de excepción ya que se realizó (por primera vez) una licitación directa para sistemas no conectados, abarcando diversas zonas del país. Como resultado, nueve empresas fueron las adjudicatarias, las que deberán encargarse del diseño, construcción y operación, y mantención para los próximos 30 años desde la fecha de la licitación. Un elemento importante de este tipo de mecanismos de electrificación es que permite unificar los criterios de selección para su selección mitigando los costos de transacción en la evaluación de proyectos por desarrolladores en particular. Sin embargo, cabe destacar que la licitación se basó principalmente en sistemas fotovoltaicos autónomos.

3.3. Identificación de vacíos legales del marco regulatorio de autogeneración de energía eléctrica para el sector rural por tipos de autogeneración (fotovoltaico, eólico y micro central)

El presente apartado se hace cargo de la identificación de los vacíos legales del marco regulatorio de autogeneración de energía eléctrica para el sector rural por tipo de autogeneración (fotovoltaico, eólico y micro central), correspondiente al desarrollo del Objetivo Específico 2 b) de las Bases Técnicas.

El referido análisis crítico para la identificación de vacíos legales se construye a partir del estudio comparado de las distintas experiencias nacionales e internacionales referentes a la regulación y políticas públicas en materia de autogeneración rural, caracterizadas en el apartado 3.2 del presente estudio.

En dicho sentido, la identificación de los aspectos esenciales que debe contener la normativa de autogeneración de energía rural, análisis contenido en el punto 3.2. de este reporte, resulta un insumo esencial para la posterior caracterización de los vacíos legales y/o reglamentarios presentes en el marco regulatorio de Chile.

Ahora bien, cabe destacar que si bien nuestro país puede presentar diversas diferencias en relación con la regulación de autogeneración rural de los países analizados (que en su mayoría tienen un amplio desarrollo en la materia), no todas las divergencias constituyen un vacío legal para efectos de determinar la sustentabilidad de un proyecto de autogeneración. Es decir, en el presente análisis se realiza un análisis crítico, principalmente basado en los antedichos aspectos esenciales del punto 3.2.3. anterior.

En consecuencia, este apartado, en primer lugar, identifica uno a uno los vacíos legales identificados y, posteriormente, incorpora una tabla sintética que contiene todos los aspectos analizados e identificados en cuanto a vacíos legales.

3.3.1. Ausencia de ley o marco regulatorio general para proyectos de electrificación rural

De acuerdo con el análisis de experiencias a nivel comparado realizado en el apartado 3.2.3., se ha podido evidenciar la forma en que distintos países han abordado las materias relacionadas a electrificación rural, principalmente a través de iniciativas y regulaciones específicas de autogeneración rural. Tal como se explicó, la mayoría de las jurisdicciones comparadas analizadas cuentan con leyes particulares que se hacen cargo de la temática de electrificación rural, generando un marco regulatorio común para este tipo de iniciativas y proyectos.

En este sentido, resulta concordante con el desarrollo paulatino de una estructura regulatoria para la autogeneración, que como se mencionó anteriormente, este tipo de medidas en base a instrumentos normativos de carácter primario.

La mayoría de las jurisdicciones comparadas que fueron analizadas desarrollaron leyes particulares de electrificación rural, generando un marco regulatorio común para este tipo de iniciativas y proyectos. De esta forma se manifiesta cómo una normativa especial de electrificación rural (como es el caso de Perú, Nigeria y Uttar-Pradesh) se convierte en una pieza clave de la promoción de este tipo proyectos. La regulación de aspectos clave como lo son los ingresos y/o recursos para los proyectos y su respectiva asignación, la elaboración de políticas de largo plazo, metodologías de tarificación para proyectos de autogeneración rural, estándares técnicos, entre otros, han generado la confianza en el sector privado para invertir y así permitir un desarrollo y expansión de estos sistemas a nivel masivo.

Cabe hacer presente que los marcos regulatorios internacionales se conciben desde la perspectiva de la temática de electrificación rural en general, componiéndose de aquellas medidas para incentivar tanto proyectos conectados como no conectados a la red. En otras palabras, no se verifica a nivel comparado gran desarrollo y diferenciación referente a tecnología de autogeneración en específico, siendo siempre por motivos de niveles de desarrollo la tecnología fotovoltaica la más desarrollada. De esta manera, la normativa (ya sea legal y/o reglamentaria) tiende a promocionar proyectos no conectados y da señales (como aspectos esenciales) que inciden en un desarrollo costo-eficiente y sostenible de éstos.

Ahora bien, según se demuestra en la sección anterior 3.2., nuestro país no ha desarrollado una ley y/o regulación específica para abordar el desafío de la electrificación rural, si no que más bien lo ha hecho a través de distintos instrumentos de política pública, como por ejemplo la Política Energética Nacional 2050 y el Mapa de Vulnerabilidad Energética que no tienen rango legal ni reglamentario.

La antedicha situación, esto es, que no exista marco regulatorio específico en materia de electrificación rural potencialmente puede generar que existan cambios de enfoque en la forma en que se aborda esta problemática por las distintas administraciones y autoridades políticas a cargo. Al no contar dichos instrumentos de política pública con rango legal o reglamentario, las sucesivas administraciones pueden modificar los criterios técnicos y formas de afrontar el problema.

Por su parte, la Ley General de Servicios Eléctricos tampoco hace referencia en sus disposiciones a la temática de electrificación rural.

Por último, la reciente Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021, según fue latamente explicado anteriormente, regula solo el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. En este sentido, este instrumento normativo no resulta suficiente para considerarlo un marco regulatorio de autogeneración nacional de sistemas fotovoltaicos, sino un instrumento aislado para el desarrollo de este tipo de tecnología. Por ello, en relación a lo analizado en la sección anterior, la sola promulgación de instrumentos con requerimientos técnicos establecidos

Ex - Ante no resulta suficiente para la sostenibilidad de un proyecto con un alto carácter tecnológico si éste no es acompañado de otros elementos como por ejemplo, una institucionalidad propicia encargada de monitorear, fiscalizar y ajustar las posibles contingencias que se presenten durante la ejecución del proyecto cuyas responsabilidades se constituyan a nivel normativo.

3.3.2. Políticas públicas de electrificación rural no son vinculantes

Según se mencionó anteriormente, en cada una de las experiencias observadas se han implementado políticas de electrificación rural o bien, políticas energéticas en que se incluyen medidas concretas relacionadas a ésta.

Cabe destacar que los países observados tienen la obligación de elaborar estos programas a nivel normativo, cuestión que refuerza el compromiso en la implementación de este tipo de sistemas. En este sentido, se refuerza un lineamiento de desarrollo en la materia de forma vinculante para los gobiernos de turno.

Tal como fue extensamente explicado en los puntos anteriores, en Chile los instrumentos de política pública que han abordado en tema de la pobreza y vulnerabilidad energética, así como de la electrificación rural, no cuentan con rango legal ni reglamentario. Lo anterior, deriva en que más allá de la determinación de buena fe de políticas y metas de largo plazo, en la práctica la implementación de éstas depende de la voluntad política de las autoridades políticas. En otras palabras, debido a las razones latamente enunciadas en el punto 3.2., no existe una continuidad respecto a las políticas de electrificación rural.

3.3.3. Falta de institucionalidad específica para autogeneración rural

En los cuatro casos internacionales analizados se puede observar cómo el establecimiento de una institucionalidad clara, sin superposición de funciones y la independencia de los organismos a cargo juega un rol relevante para llevar a cabo programas que requieren en un porcentaje importante de la subvención de fondos otorgados bajo la administración del Estado. Esto no solo se refiere en términos de administración para la asignación de fondos en una etapa inicial, ejerciéndose funciones en materias de procedimientos como evaluación de proyectos, potenciales usuarios, sino que también durante la vida útil de los sistemas instalados, por ejemplo, supervisión y monitoreo de instalaciones, actualización de sistemas, contacto con consumidores, entre otras.

En el caso chileno, la normativa no da señales claras en relación con la institucionalidad a cargo del desarrollo de estos proyectos. En este sentido, se considera un vacío normativo para la sostenibilidad de los proyectos debido a la gran dispersión de competencias que hace engorrosa la tramitación y coordinación de proyectos de

autogeneración no conectados a la red de distribución. Dentro de los organismos públicos con competencias se cuenta, entre otros, al Ministerio de Energía, la SEC, el Ministerio de Desarrollo Social, las municipalidades.

3.3.4. Autogeneración a través de micro centrales hidroeléctricas y de instalaciones eólicas no cuenta con regulación específica

La recientemente publicada y aprobada Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021, regula solo el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución, tal como fue relevado anteriormente, resulta un avance en cuanto a que es la primera norma de este tipo que establece disposiciones específicas en la materia y que aplica, en gran medida, para proyectos de autogeneración rural implementados con recursos públicos. La referida normativa, surgió precisamente debido al gran nivel de implementación de sistemas fotovoltaicos aislados de la red de distribución que no contaban con reglamentación específica.

En dicho sentido, la preocupación por el vacío normativo en la materia fue levantada desde la misma industria, los propios desarrolladores así como de las autoridades sectoriales, entendieron que debido al alto desarrollo de proyectos de este tipo se hacía necesaria la dictación de la ITG correspondiente.

Ahora bien, como ya hemos señalado, respecto a micro centrales hidroeléctricas e instalaciones eólicas de autogeneración no existen instrumentos regulatorios particulares que regulen dichas materias.

En opinión de este Equipo Consultor, la ausencia de instrumentos regulatorios específicos respecto a generación eólica y micro centrales hidroeléctricas no implica necesariamente un vacío normativo que deba ser subsanado. La especificidad y especialidad de este tipo de proyectos, hace que sea muy difícil fijar estándares y criterios uniformes respecto de todos los proyectos que se desarrollen. Debido a lo anterior, los organismos reguladores han preferido regular y evaluar técnicamente los proyectos caso a caso, de manera de no generar criterios que puedan constituir barreras de entrada u obstáculos para el desarrollo.

3.3.5. Falta de metodología de tarificación para proyectos de autogeneración rural

Según se señaló en el punto 3.2.3., el establecimiento de metodologías de tarificación a nivel normativo resulta esencial para la sostenibilidad de los sistemas de autogeneración debido a que otorgan certeza sobre el modelo de negocios a utilizar durante el tiempo proyectado de funcionamiento (y de permiso otorgado para tales efectos). Asimismo, cobran importancia en consideración a las características de vulnerabilidad de los usuarios de estos sistemas, ya que estos deberán estar de acuerdo con el precio de

electricidad, o en el caso de que deban pagar parte de la instalación de sistemas autónomos fotovoltaicos.

En el caso de Chile, los sistemas y/o proyectos de autogeneración rural no cuentan con un modelo de tarificación asociado a la normativa eléctrica, solo alusiones generales en la Ley General de Servicios Eléctricos que serían meridianamente aplicables. En dicho sentido, y debido a la ausencia de regulación en materia de sistemas aislados o implementación de mini - redes, muchos de los aspectos de tarificación quedan sometidos a los acuerdos y/o modelos de gestión específicos aplicables a la respectiva implementación de los proyectos.

3.3.6. Falta de regulación específica en torno al sistema de permisos y titularidad específica aplicable a proyectos de autogeneración rural

En términos generales, las normativas internacionales analizadas establecen reglas específicas a nivel legal o reglamentario para establecer los sistemas de registro o de postulación a permisos para desarrollar el respectivo proyecto de autogeneración rural.

Asimismo, un sistema de permisos que establezca a nivel normativo mecanismos de participación de las comunidades involucradas en los proyectos de generación resulta de alta relevancia para la sostenibilidad de los proyectos, ya que mitiga la posibilidad de posibles contingencias y desacuerdos que se pueden presentar Ex - Post.

En el caso de Chile, la titularidad de sistema de autogeneración depende del programa mediante el cual fue implementado, existiendo diversos modelos de gestión y de propiedad de los proyectos. Lo anterior, deriva de la ausencia de regulación específica de electrificación rural y, por tanto, ausencia de establecimiento de modelos de gestión predeterminados y replicables.

3.3.7. Determinación de ingresos para la electrificación rural y asignación de estos a nivel normativo

A nivel comparado, es posible distinguir que los marcos regulatorios señalan a nivel legal y/o reglamentario las fuentes de ingresos para la conformación de fondos a destinar para electrificación rural (que puede ser conectada o no conectada a la red). Algunas de estas formas de recaudación son, a través de transferencias de dinero, donaciones, cobro de multas, porcentajes de ingresos que se obtengan por privatización de empresas eléctricas o de las utilidades anuales de las empresas concesionarias de distribución.

En Chile no hay una determinación normativa dentro de la regulación del sector eléctrico, sino que las fuentes de financiamiento estatal se componen del presupuesto anual para los distintos organismos públicos, tales como gobiernos regionales, la Subsecretaría de Energía, la Subsecretaría de Desarrollo Regional, entre otros. Esta falta de determinación normativa se podría considerar un vacío para la promoción masiva de este tipo de

proyectos, ya que el financiamiento estatal no cuenta con una proyección estable y de forma permanente que impide tener unas estimaciones sostenibles en el tiempo, produciendo incerteza en las inversiones.

3.3.8. Determinación de entidad a cargo de la operación y mantenimiento

Para el caso de Chile, el modelo respecto a la responsabilidad de mantenimiento queda, en términos generales, sometido a las particularidades de la forma de implementación que se haya utilizado para la concreción del proyecto. En este sentido, debido a que Chile no cuenta con regulación específica respecto a sistemas aislados o implementación de mini - redes, muchos de los aspectos aplicables a este tipo de proyectos quedan sumidos en una laguna normativa, situación que genera incerteza jurídica y problemas en términos de sostenibilidad de los proyectos.

3.3.9. Otros vacíos normativos: Regulación de compras públicas

Si bien no se trata específicamente de regulación sectorial eléctrica, la Ley N° 19.986 (Ley de Compras Públicas) y su respectivo reglamento pueden generar distorsiones en el desarrollo de proyectos de electrificación rural y autogeneración. Los plazos y procesos de licitaciones públicas referentes al diseño e ingeniería de los proyectos de autogeneración rural en muchas ocasiones presentan importantes desfases respecto de la posterior licitación de construcción y ejecución de los proyectos. El referido desfase temporal, implica en ciertas oportunidades que la ingeniería y diseño que fue licitada inicialmente no se corresponda con lo que finalmente es necesario ejecutar, generándose incluso situaciones de productos discontinuados (por ejemplo, paneles solares cuyas especificaciones ya no es posible encontrar en el mercado).

3.3.10. Síntesis de análisis de vacíos legales en materia de autogeneración rural

La siguiente tabla muestra el análisis de vacíos normativos realizado en el punto 3.2. de este informe, de forma sintética.

Tabla 34 Síntesis de análisis de vacíos normativos en materia de autogeneración rural

Elementos esenciales para la normativa de autogeneración rural	Chile	Constituye o no un vacío normativo
Marco regulatorio específico para autogeneración rural	No tiene	Sí
Políticas públicas de electrificación rural vinculantes	No tiene	Sí
Institucionalidad de autogeneración rural	Poco clara	Sí
Regulación técnica específica para instalación de SF	Sí (ITG RIC N° 09/2021)	No
Regulación técnica específica para sistemas eólicos y micro centrales hidroeléctricas	No tiene	No
Metodología de tarificación a nivel normativo	No tiene	Sí
Falta de sistema de permisos y titularidad a nivel normativo	Depende del programa por el cual fue implementado. Diversos sistemas de gestión.	Sí
Determinación de ingresos de autogeneración rural y asignación de éstos a nivel normativo	No. Depende de la asignación del presupuesto anual para organismos públicos relacionados	Sí

3.4. Propuesta normativa que garantice la sustentabilidad de los proyectos futuros por tipo de autogeneración

En esta sección se desarrollará una propuesta de normativa que garantice la sustentabilidad de los proyectos futuros de autogeneración de energía rural. Para ello, se tomará en cuenta (i) el marco normativo de autogeneración y las barreras de entradas vistas en los puntos 3.2 y 3.3., (ii) las deficiencias y brechas de los modelos de gestión de los proyectos analizados identificadas en el apartado 4.3. Asimismo, se considerarán aquellos elementos esenciales que debe tener una normativa de electrificación rural que se expusieron en la sección 3.2.4., sean estos relacionados en forma directa e indirecta con la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración.

El objeto de la propuesta normativa es poder subsanar aquellos vacíos y brechas identificadas, pero, además, poder incluir aquellos elementos esenciales de una normativa de electrificación rural para elaborar un marco regulatorio que pueda garantizar no solo la sostenibilidad de los proyectos futuros, sino que también promueva la inserción de los proyectos de electrificación rural en el futuro de una manera eficiente.

Se hace presente que, en un principio, en la Propuesta Técnica se ofreció plantear “modificaciones normativas sobre la regulación existente que apunten a asegurar la correcta operación de los sistemas de autogeneración rural y por tanto la sustentabilidad del servicio”. Sin embargo, en virtud del casi inexistente marco regulatorio de este tipo de proyectos, la propuesta normativa tiene por objeto identificar y establecer aquellos lineamientos de base que debiera abarcar un marco regulatorio ideal para la operación de los proyectos, estableciendo condiciones mínimas para la garantía de sustentabilidad de proyectos de electrificación rural en el territorio nacional y/o que al menos cumplan con la vida útil para el cual fueron diseñados. Es por esto que, la propuesta se hará en base a una propuesta de contenidos mínimos, por las cuales el legislador/regulador debiera decidir, basándose en la experiencia analizada.

La propuesta normativa se desarrollará en distintas secciones. En primer lugar, se abordará la necesidad de reconocer la electrificación rural en nuestra normativa y así, poder articular un marco regulatorio que contenga aquellos elementos esenciales en distintos instrumentos normativos, ya sea dentro o no del sector energético. En segundo lugar, se desarrollarán los elementos que debiera considerar la normativa en general, independiente de cómo se articule un eventual marco regulatorio destinado especialmente a los proyectos de autogeneración o electrificación rural propiamente tal. De esta forma se sugerirá en ciertos casos cuándo estos debieran desarrollarse de forma más específica a nivel reglamentario y/o a través de norma técnica. Por su parte, en cada uno de los elementos propuestos se señalará su fundamento (apuntando a lo mencionado en el análisis del marco regulatorio y en los modelos de gestión propuestos), y la propuesta propiamente tal. Por último, se mostrará una tabla resumen de los

contenidos propuestos (Tabla 35), y una tabla donde se señalan aquellos vacíos, brechas y elementos esenciales previamente identificados y dónde la propuesta normativa los aborda (Tabla 36 y Tabla 37).

3.4.1. Reconocimiento de la electrificación rural a nivel normativo

El marco normativo vigente de los proyectos de autogeneración se compone por las siguientes normativas:

- D.F.L N°4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos. Esta ley faculta a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a dictar pliegos técnicos, que, en este caso, pueden referirse a la autogeneración rural.
- Decreto Supremo N° 8, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica. Dispone la dictación de Pliego Técnico Normativo RIC N°9.1/2021.
- Pliego Técnico Normativo del Reglamento de Instalaciones de Consumo RIC N°09, de sistemas de autogeneración. Dispone la dictación de Instrucción Técnica de carácter general que regule los sistemas de autogeneración aislados de la red de distribución
- Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021 que establece el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. Establece requisitos de diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red de distribución.

El D.F.L N°4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, LGSE), establece el marco regulatorio general que rige los servicios eléctricos en Chile. Esta no contempla ningún concepto que se relaciona con los sistemas de autogeneración o bien, con la electrificación rural. La forma en que se relaciona esto con los proyectos de autogeneración rural es a través de la facultad que le otorga a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a dictar pliegos de normas técnicas previa aprobación de la Comisión Nacional de Energía. Por último, los pliegos mandan la dictación de Instrucciones Generales para la regulación de materias específicas de carácter técnico. Es en esto último, donde se encuentra el contenido actual de la regulación de los proyectos en cuestión.

El actual marco normativo de los proyectos de la autogeneración rural, en cuanto a su contenido propiamente tal, queda reducido a la Instrucción Técnica General RIC N° 9.1/2021 que establece el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución, cuestión que resulta completamente insuficiente para garantizar la sostenibilidad de proyectos futuros. El problema va más allá de la falta de elementos esenciales que debiese tener una normativa para la sostenibilidad de proyectos de electrificación (según lo identificado en el apartado 3.2.4.), sino que, lo que se encuentra normado es de carácter específico tanto en su contenido como en el

lugar en el que está, dentro de la estructura normativa del sector eléctrico. Cabe mencionar que el sector eléctrico regula sus materias, en un orden que va desde lo general a lo particular, mediante instrumentos normativos, que en el mismo orden, son: leyes (de carácter general), reglamentos aprobados por el Ministerio de Energía que determinan la aplicación de la ley; y luego, estos últimos mandan a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (con aprobación de la Comisión Nacional de Energía) para la dictación de pliegos normativos técnicos para el cumplimiento de los reglamentos¹⁴⁴. Por último, estos pliegos pueden ordenar la dictación de instrucciones técnicas. Por lo tanto, el contenido actual de la regulación de los proyectos de autogeneración es solo una parte mínima de lo que conforma un marco regulatorio (robusto) propiamente tal, y que con ello pueda al menos, contribuir a la sostenibilidad de proyectos futuros.

Ante la inexistencia de una estructura normativa que vaya desde lo general a lo particular, se considera de importancia que la electrificación rural se reconozca como parte de los servicios que deben suministro a la población. Por su parte, y como se menciona en el apartado 3.2., parte de las metas de la Política Energética Nacional 2050, es la posibilidad de contar con un marco normativo y regulatorio que asegure la sustentabilidad del servicio energético en el tiempo, para garantizar el acceso de la energía de zonas aisladas que no tienen suministro de electricidad o solo lo detentan de forma parcial. Lo anterior, en razón de que en la actualidad, los derechos y obligaciones de los actores que participan en un proyecto se encuentran estipuladas en los contratos que celebran los beneficiarios con el administrador del proyecto (que puede ser la Municipalidad, el Gobierno Regional o un ente privado). Sin embargo, la estipulación a nivel contractual no resulta suficiente para la mantención, administración y operación de los sistemas, porque generalmente en la práctica, los agentes no cumplen con las funciones y obligaciones acordadas, no existe una fiscalización de las mismas, hay duplicidad o inexistencia de funciones por parte de la institucionalidad, desinformación sobre las obligaciones de cada quién, entre otras; y en consecuencia, la sostenibilidad de los proyectos queda a la suerte de una -buena- gestión que depende de otros factores externos, como la capacidad de organización de la comunidad beneficiaria sin un mayor control.

En razón de lo anterior, la regulación es una alternativa para el establecimiento de funciones de cada uno de los agentes, y otorgar obligaciones a otras para llevar a cabo la fiscalización de la gestión. A pesar de esto, el fin último no es sobrecargar la materia con una hiper-regularización de estos proyectos de tal manera que se desincentive la inversión, sino que al contrario, se espera poder promocionarla e incentivar la inversión a través de la certeza jurídica. Por otro lado, tampoco se tiene claridad sobre los lineamientos que el Estado quiere tomar respecto a una eventual regulación de la electrificación rural. Por ejemplo, se podría proponer una coordinación centralizada para este tipo de proyectos (como las agencias de electrificación rural en los casos comparados) o bien, seguir con la estructura de acuerdos entre la comunidad y el administrador y/o Municipalidades, implementándose una fuerte institucionalidad, entre una gran variedad de alternativas.

¹⁴⁴DFL N° 4/2018. Art. 10

Asimismo, se ha de considerar que países que tienen una regulación de electrificación rural han permitido llevar a cabo programas exitosos con una acelerada inserción y crecimiento de este tipo de proyectos. Las leyes eléctricas de carácter general de dichos países (y que figuran como principal instrumento del sector) han establecido la electrificación rural como una institución más, señalando sus elementos esenciales para su estructuración, tales como: agencia regulatoria a cargo, establecimientos de fondos de electrificación rural, financiamiento, destino de los subsidios, obligación de elaboración de planes a largo plazo, entre otras. Por otro lado, las reglamentaciones se han destinado a regular la gestión de los sistemas de autogeneración, por ejemplo, en el caso de las centrales. Por último, las normas técnicas han establecido los requisitos técnicos que deben cumplir tanto los agentes a cargo de la instalación como los elementos a fiscalizar por parte de los entes públicos.

Un eventual reconocimiento normativo en nuestra legislación podría realizarse a través de la dictación de una ley general que regule la electrificación rural. De esta forma, se puede enmarcar a los sistemas de autogeneración como parte de las alternativas de acceso al suministro eléctrico de zonas rurales y que se encuentran alejadas de las redes de distribución de los sistemas. Establecer un marco de electrificación rural que se origine desde una ley principal que regula los servicios eléctricos, fortalece a este tipo de proyectos al darles un rango normativo y guía a las instituciones y actores involucrados. En consecuencia, se da comienzo a subsanar el primer vacío de la normativa nacional identificado en la sección 3.3., esto es, la falta de un marco regulatorio específico de electrificación rural, y con ello, de la autogeneración rural.

3.4.2. Elementos de una normativa para la electrificación rural

A continuación, se establecen los principales elementos que debiera tener una normativa general de electrificación rural, y en su caso, se identificarán aquellas materias que debieran tener un carácter reglamentario y técnico.

Se hace presente que, en consideración a los objetivos de este reporte, solo se considerarán aquellos elementos referidos a los sistemas de autogeneración individual y tipo central (no a la extensión de red). A continuación, se presenta un listado de contenidos mínimos que debiera tener la normativa, cuestión que no presenta el orden en que esta última debiera configurarse.

3.4.2.1. Objeto de la normativa

Fundamento:

La determinación del objeto de la normativa resulta de importancia, sobre todo, para dar el inicio a este marco normativo, de tal forma que pueda guiar tanto a las demás normas especiales que se dicten, a las instituciones del sector eléctrico y otros que tengan relación.

En consideración a las políticas energéticas nacionales es crucial la definición de características de sostenibilidad y/o eficiencia para el desarrollo de la electrificación rural. De esta forma, se comienzan a reafirmar los lineamientos de sustentabilidad y carbono neutralidad en el acceso de la energía. En el caso de los proyectos analizados, existen sistemas híbridos a base de generación diésel, por lo que debería definir si estos se encuentran o no dentro de los proyectos de “electrificación rural”.

Propuesta:

El objeto de la normativa debiera orientarse a establecer un marco normativo para: *"la promoción, fomento y desarrollo (sostenible) / (eficiente) de la electrificación en zonas rurales y aisladas en el territorio nacional a través de sistemas de autogeneración (y de extensión de la red de distribución)"*.

3.4.2.2. Ámbito de aplicación de la normativa

Fundamento:

Se estima establecer el ámbito de aplicación de la normativa en virtud de la diversidad de proyectos que pueden denominarse de autogeneración por tratarse de sistemas aislados, pero que no tienen financiamiento público o no se ubican en zonas rurales o aisladas, y que no se implementan con el fin de que personas accedan al suministro eléctrico.

Propuesta:

La presente normativa se hace aplicable a todos los Sistemas de Electrificación Rural de acuerdo a lo definido por el presente instrumento.

3.4.2.3. Rol del Estado

Fundamento:

Ante la inexistencia de un marco regulatorio específico para la electrificación rural, y la escasa política pública sin carácter vinculante, el Estado tiene un rol subsidiario en el desarrollo de un mercado donde el sector privado no cuenta con la señales e incentivos para la inversión.¹⁴⁵ En este sentido, el sector público define las políticas públicas, estrategias, marcos regulatorios, apoyo técnico, fuentes de subsidio a la inversión, entre otras.

A pesar de la incerteza de lineamientos, es esencial que la normativa al menos establezca el rol que ejercerá el aparato estatal, ya sea a nivel subsidiario, o bien tomará un rol protagonista.

Propuesta:

Los Sistemas de Electrificación Rural se llevarán a cabo por medio de los mecanismos de incentivos de la inversión de carácter estatal, apoyo técnico de los gobiernos regionales y el Ministerio de Energía y la planificación y estrategias a nivel central.

3.4.2.4. Definición de conceptos.

Fundamento:

La normativa debiera otorgar la definición de una serie de conceptos esenciales para la comprensión de la normativa, y para el esclarecimiento de los actores que resultan involucrados en un proyecto y de sus funciones. Como se menciona en el apartado 4, en algunas experiencias las comunidades presentaban confusión respecto a la función de los actores y a quién debían o podían acudir en caso de problemas y pago por el servicio.

Propuesta:

A continuación, se definen conceptos esenciales para la estricta aplicación de la presente propuesta normativa.¹⁴⁶

¹⁴⁵ Argomedo P, Rosa María. Financiamiento Estatal en Chile Programa Electrificación Rural (PER). Ministerio de Energía. Presentación: Workshop on Energy Storage for Sustainable Development April 16-17 2015, Rio de Janeiro. [en línea] <https://globalelectricity.org/content/uploads/Presentations-Session-4.pdf> (consulta: 18 de julio 2022).

¹⁴⁶ Estos conceptos fueron definidos de acuerdo a elementos señalados por el Ministerio de Energía, lo identificado en normativas del sector, y elementos analizados en los modelos de gestión.

Entiéndase para la presente propuesta normativa los siguientes conceptos:

- a) Administrador de proyecto de autogeneración: Ente a cargo de la administración del proyecto y que ejerce las funciones que señala la (presente) normativa de acuerdo al modelo de gestión que se haya establecido para el sistema de autogeneración.
- b) Organización comunitaria: Organización de beneficiarios pertenecientes a un sistema de electrificación rural para efectos de coordinación, comunicación y/o administración según el sistema de gestión que tenga dicho sistema. La organización comunitaria podrá desarrollarse mediante un comité, junta de vecinos, cooperativa, entre otras.
- c) Comité del sistema de electrificación rural (Comité): Grupo de personas perteneciente a una comunidad beneficiaria de un sistema de electrificación rural, que se organizan para hacerse cargo de la administración del proyecto.¹⁴⁷
- d) Empresa instaladora: Ente de carácter privado a cargo de la instalación y puesta en marcha del sistema de electrificación rural, cuyas obligaciones deberán quedar establecidas en el contrato previo proceso de licitación a cargo del gobierno regional o Municipalidad, cualquiera sea su caso.
- e) Facilitador: Persona designada de común acuerdo por la agrupación de beneficiarios y la Municipalidad o Gobierno Regional, cualquiera sea su caso, que cumple la función de facilitar la comunicación entre ambos actores. La designación del facilitador es opcional en consideración a las circunstancias de cada proyecto.¹⁴⁸
- f) Mapa de Vulnerabilidad: Instrumento a cargo del Ministerio de Energía que permite identificar las viviendas que no cuentan con energía eléctrica, o tienen acceso parcial a ella en el territorio nacional.^{149 150}
- g) Operador de sistema de autogeneración: Ente o persona a cargo de la operación del sistema de autogeneración según si este sea de tipo central o individual, respectivamente.
- h) Proyecto de electrificación rural. "Los proyectos de electrificación rural tienen por objetivo abastecer de electricidad a una o más localidades, otorgando energía en lugares rurales y extremos, en viviendas sin energía ocupadas más de seis meses al año mejorando las condiciones de vida de las familias del sector rural"¹⁵¹, ya sea dotándolas de suministro eléctrico a familias que no tienen acceso

¹⁴⁷ Se recomienda que la norma señale la forma en que se integra el Comité y cómo se designan sus miembros.

¹⁴⁸ La figura del facilitador puede ser fundamental en la ejecución de proyectos en comunidades indígenas, el Reglamento debiera especificar la forma en que esta se designa y las competencias que éste debiera tener.

¹⁴⁹ Ministerio de Energía. Manual de Uso Visor Mapa de Vulnerabilidad (2019). Pág. 2.

¹⁵⁰ La Reglamentación debiera especificar la obligatoriedad de parte del Ministerio de Energía de la actualización de esta herramienta.

¹⁵¹ Esta definición corresponde al dado por MDSF en "Orientaciones Sectoriales Energía 2018. A diferencia del concepto del Ministerio de Energía que señala que es un proyecto caracterizado por la "inversión pública" MDSF pág.2

actualmente o para mejorar el suministro actual en caso de que este sea parcial.¹⁵² Estos proyectos pueden consistir en una extensión de la red de distribución existente más cercana o en una solución aislada¹⁵³ en base a un sistema de autogeneración (sistema de autogeneración tipo central o un sistema de autogeneración individual).

- i) Sistema de autogeneración: Sistema eléctrico de un tamaño igual o inferior a 1.500 kW de capacidad y cuyo principal atributo es su autonomía respecto a generación, transmisión y distribución.¹⁵⁴ Este sistema puede ser de tipo individual o central.*
- j) Sistema de autogeneración tipo central: Sistema de generación y distribución eléctrica que abastece a un conjunto de viviendas en cierta comunidad o localidad.*
- k) Sistema de autogeneración individual. Sistema de generación y distribución eléctrica, en general a partir de energía fotovoltaica, que sólo abastece a una vivienda.¹⁵⁵*
- l) Sistema de Electrificación Rural: Este debiera ser un concepto que englobe a los sistemas de autogeneración tipo central e individuales. Además, debiera incorporar características específicas para el tipo de proyectos que se analizan en este informe, como la localidad aislada, rural y/o fronteriza, el tipo de tecnología (generación hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, generación diésel, sistemas híbridos, etc.)¹⁵⁶, e incluso, una calificación de "interés social" por parte del Estado.¹⁵⁷ Esto último en virtud de que no todos los proyectos de autogeneración tienen el carácter de rural, con financiamiento público, y por ende que se les haría aplicable una eventual normativa.*
- m) Usuario/Beneficiario: Persona cuya vivienda se encuentra conectada a un sistema de electrificación rural.*
- n) Área no conectada a la red: Área geográfica rural cuya población no cuenta con redes ni servicio de electricidad.*

¹⁵² Ministerio de Energía. Ruta de la Luz. <<https://energia.gob.cl/iniciativas/ruta-de-la-luz>> consulta: 29 de junio de 2022.

¹⁵³ Ministerio de Energía. Ruta de la Luz. <<https://energia.gob.cl/iniciativas/ruta-de-la-luz>> consulta: 29 de junio de 2022.

¹⁵⁴ Esta definición corresponde al de "sistema aislado" de acuerdo a lo señalado por el Ministerio de Energía en su sitio web, Sin embargo, se propone el concepto de "autogeneración" por ser el concepto técnico (y que se ha usado a lo largo de este informe) para englobar los proyectos de tipo central e individuales Ruta de la Luz. <<https://energia.gob.cl/iniciativas/ruta-de-la-luz>> consulta: 29 de junio de 2022.

¹⁵⁵ En el sitio web del Ministerio de Energía, se define sólo como un sistema de generación; sin embargo, se incorpora en esta definición la distribución por ser parte del lenguaje técnico. Recaltar que se entiende por distribución para los sistemas de autogeneración solamente el cableado eléctrico hacia las residencias Ministerio de Energía. Ruta de la Luz. <<https://energia.gob.cl/iniciativas/ruta-de-la-luz>> consulta: 29 de junio de 2022.

¹⁵⁶ Ministerio de Desarrollo Social y Familia. Pág. 2

¹⁵⁷ Corroborar calificación de la MDSF.

3.4.2.5. *Institucionalidad de la Electrificación Rural*

Fundamento:

Como se menciona en el apartado 3.2 y 3.3., la institucionalidad se encuentra descentralizada a través de los Gobiernos Regionales y Municipios locales. De este modo, cada región del país decide sobre los proyectos que desea fomentar y cómo estos organismos participarán en el caso que se implemente un proyecto.¹⁵⁸

La determinación de la institucionalidad a nivel normativo resulta fundamental para la coordinación, administración y operación de los proyectos futuros, y en consecuencia, de la sustentabilidad en el tiempo de estos mismos. Por su parte en la sección 4.3., se identificó como una brecha tanto la duplicidad de funciones como la falta de determinación de funciones para cada ente involucrado (Ministerio de Energía, SEC, Ministerio de Desarrollo Social y Familia y Municipalidades). Como este tipo de proyectos tienen una fuerte interacción de actores privados, públicos y de las comunidades resulta necesario que estos últimos no solo tengan una comunicación fluida con la institucionalidad, sino que también se puedan formar alianzas con los gobiernos locales en beneficio del proyecto. Es así como en los países revisados en la experiencia comparada, han creado agencias especiales dependientes de la cartera energética para la coordinación de los actores y organismos involucrados.

En estas instancias la propuesta es a nivel general, ya que la decisión de parte del aparato estatal debiera orientarse a delegar las funciones tanto es sus agencias como en los departamentos a cargo de la cartera ministerial. Sin embargo, sí se establecen qué características y funciones debiera contemplar la determinación de la institucionalidad de electrificación rural. La normativa podría tener una disposición especial para efectos de establecer la institucionalidad o bien que esta quedase instaurada en distintas disposiciones dependiendo del contenido del mandato. En este sentido, la propuesta intenta identificar las funciones y roles de los agentes públicos partícipes; sin embargo, cabe hacer presente que en la mayoría de las experiencias comparadas analizadas en el punto 3.2.3., las normativas crearon una "Agencia" dedicada a la electrificación rural a cargo de la coordinación y planificación de estos proyectos, y de la administración de los fondos públicos para dichos efectos.

Propuesta:

Se propone que la normativa establezca lo siguiente:

- *Rol del Ministerio de Energía. A cargo de la coordinación de los entes que participan en la ejecución de obras, operación, administración y mantenimiento de los sistemas de electrificación rural, como son los gobiernos regionales, municipalidades, empresas a cargo de los proyectos, empresas distribuidoras, entre otros. Además, deberá promover proyectos de electrificación rural,*

¹⁵⁸ Op Cit. Argomedeo P, Rosa María.

planificación y monitorear del cumplimiento de planes, programas y metas de electrificación rural.

- *Rol de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. El establecimiento de los estándares técnicos de los SER y su actualización de estándares en el tiempo.*
- *Rol de los Gobiernos Regionales. Estos están a cargo del financiamiento de los proyectos de electrificación rural en su etapa de inversión. No obstante, también podrán otorgar fondos una vez iniciada la ejecución del proyecto, a través del financiamiento para el recambio de equipos y otorgar subsidios a la operación del SER. Asimismo, debiera fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones de parte de la Municipalidad involucrada en el SER*
- *Rol de la SEREMI de Energía: Otorgar apoyo técnico a la Municipalidad y a la organización comunitaria involucrada en el SER.*
- *Rol de las Municipalidad. El rol de la Municipalidad dependerá del esquema de gestión que se haya optado para el proyecto. Debiera estar enfocado en el monitoreo de los proyectos, constante comunicación con la comunidad y administración en su caso. Un escenario ideal sería que las Municipalidades involucradas tuvieran al menos un encargado o delegado de proyectos y programas de electrificación rural, que este se pudiera comunicar con la comunidad y se ocupara de fiscalizar la operación del sistema.*

3.4.2.6. Planificación de la electrificación rural. (metas y objetivos)

Fundamento:

Resulta de importancia establecer una planificación de proyectos de electrificación rural a nivel normativo. Si bien el Mapa de Vulnerabilidad del Ministerio de Energía contribuye al mantenimiento de un catastro de viviendas en zonas aisladas y rurales sin acceso a la energía o con acceso parcial,¹⁵⁹ éste podría utilizarse como instrumento a considerar para diseñar una planificación a nivel normativo con un horizonte a mediano o largo plazo.

Actualmente, las metas y objetivos quedan reducidas a la voluntad, y que puede sufrir cambios diversos a través de los gobiernos de turno, ya sea en cuanto a su lineamiento, o incluso verse expuesta a su eliminación como aspectos prioritarios de la Política Energética; cabe hacer presente que tampoco la Ley General de Servicios Eléctricos contempla a la electrificación rural como uno de los aspectos a considerar en la política energética que elabora el Ministerio de Energía.¹⁶⁰ Con fecha de hoy, la PEN 2050

¹⁵⁹ Ministerio de Energía. Ruta de la Luz. <<https://energia.gob.cl/iniciativas/ruta-de-la-luz>> consulta: 29 de junio de 2022.

¹⁶⁰ DFL 4, Ley General de Servicios Eléctricos. Art. 83.

(Actualización marzo 2022)¹⁶¹ tiene una meta del 100% de los hogares con acceso a la energía al 2030¹⁶², sin embargo, aun cuando la meta se encuentra establecida, un respaldo normativo fortalecería dicho objetivo no solo ante los cambios políticos, sino que impulsa el establecimiento de estrategias y programas, se identifican los estados de avance y se monitorea el cumplimiento de dichas metas.

Por su parte, resulta de importancia la colaboración de otras entidades en la planificación, como por ejemplo, el Ministerio de Desarrollo Social y Familia.

Propuesta

El Ministerio de Energía deberá elaborar un Plan Nacional de Electrificación Rural (en adelante, el Plan) de forma periódica, cada (dos años) con un horizonte de (diez) años.¹⁶³ La normativa debiera señalar los aspectos a considerar en el Plan, esto es: el Mapa de Vulnerabilidad Energética, estándares mínimos, capacitación de los beneficiarios, objetivos, metas y acciones. El Ministerio de Energía tendrá la facultad de actualizar dicho Plan.

La normativa debiera establecer una meta de acceso universal a la energía. Por ejemplo, al año 2030 contar con el 100% de acceso a la energía. Con ello, se debiera señalar en la misma normativa las acciones, planes y programas para alcanzar dicha meta.

3.4.2.7. De la gestión de los proyectos de electrificación rural

Fundamento:

Actualmente los entes a cargo de la administración, operación y mantenimiento dependen del modelo de gestión del proyecto, el cual se define en la etapa de formulación.

En los sistemas de autogeneración individuales, al llevarse a cabo a menudo por un sistema de gestión mixto, las obligaciones de cada una de estas funciones se establecen en el contrato entre la Municipalidad (o Gobierno Regional) en cuestión con la organización comunitaria. En el caso de los esquemas de gestión tipo privado, las obligaciones quedan estipuladas en el contrato que hace la empresa con el ente que licita la ejecución y operación del proyecto.

Por otro lado, se ha de considerar la correlación entre modelo de gestión y tipo de sistema de autogeneración. De los casos analizados, los proyectos más exitosos son aquellos que utilizan un sistema de gestión mixto en sistemas de autogeneración independiente, mientras que para los sistemas de autogeneración de tipo central un

¹⁶¹ Se hace presente que, a la fecha de este Informe Final, se hace referencia a la "Política Energética Nacional 2050 (Actualización 2022)".

¹⁶² Ministerio de Energía. Política Energética Nacional. Pág. 26.

¹⁶³ Por ejemplo, en el caso de Perú el Plan Nacional de Electrificación Rural tienen horizontes de tres y diez años.

modelo de gestión privado es quien más se acomoda y favorece la sustentabilidad del proyecto.

A pesar de que las obligaciones en cada uno de los instrumentos contractuales se encuentren estipuladas, incluyendo un sistema de sanciones ante el incumplimiento de las mismas, el cumplimiento es deficiente, casi nulo. En este sentido, la regulación puede ser clave para al menos, establecer el contenido mínimo de las cláusulas contractuales, la forma de composición, designación y funcionamiento de las organizaciones comunitarias, gestión de estas, y fortalecer la institucionalidad a cargo de la fiscalización.

Actualmente los proyectos deben evaluarse ante las metodologías del Ministerio de Desarrollo Social y Familia para definir el sistema de gestión. No obstante, se recomienda que la normativa establezca una regulación específica – como a través de un reglamento– para los sistemas tipo central estableciendo los mínimos. Un ejemplo, es el caso de Nigeria o de Uttar-Pradesh en que se establecen obligaciones para la administración, operación, especificaciones técnicas, entre otras para aquella empresa que haya obtenido el permiso o licencia para operar; no obstante, en el caso chileno, debiera ser para el adjudicatario de la licitación.

En el caso de los sistemas de autogeneración individuales se recomienda que la normativa establezca las obligaciones mínimas de gestión en base a un sistema mixto. En cuanto a la operación y mantención, uno de los problemas fundamentales para la sustentabilidad de los proyectos es la falta de mantención de estos sistemas, ya sea porque la autoridad a cargo no los realiza por falta de recursos o información acerca de las entidades que se encuentran a cargo. La ITG-RIC N° 9 contiene obligaciones de mantención para los propietarios de las instalaciones como contar con procedimientos de mantención y de mantenerlas en buen estado;¹⁶⁴ sin embargo, en los casos de los SER, el propietario es el GORE (al menos durante la vida útil del proyecto), cuestión que no se condice con la realidad de los sistemas rurales. Los problemas identificados en el Informe 3 se relacionan con la falta de periodicidad de las mantenciones preventivas, inasistencia del ente a cargo en caso de falla, y la falta de información por parte del usuario en cuanto a quién acudir o respecto de las mantenciones y limpieza por parte de estos mismos.

Propuesta:

La gestión del SER se podrá desarrollar a través de un modelo de gestión privado o mixto dependiendo del tipo de sistema de autogeneración sea este individual o tipo central.

¹⁶⁴ ITG – RIC N° 9. Sección 19.

I. Administración, operación y mantenimiento de sistema de autogeneración individuales.

Los SER de tipo individual se gestionarán a través de un sistema mixto a través de la colaboración y ejecución de funciones de parte de la Municipalidad a cargo y la organización comunitaria que se haya conformado para dichos efectos.

La organización comunitaria llevará a cabo las labores de administración, y para ello deberá cumplir al menos las obligaciones de la presente normativa:

- (i) La administración de los ingresos por concepto de tarifas, multas, ingresos para reparación y otros aportes de carácter público para la operación de los sistemas; así como de los egresos para la reparación y mantenimiento de los equipos.
- (ii) Deberá abrir una cuenta bancaria para la gestión de los fondos y llevar un libro de contabilidad de registros de ingresos y pagos de las recaudaciones y sus respectivos documentos que fundamentan el registro (cobro de tarifas, pago de reparaciones, asistencia técnica, etc.)
- (iii) Contratar a un profesional que se encargue de la contabilidad y apruebe dicho desempeño al menos una vez al año.
- (iv) Informar a la Municipalidad a cargo sobre: realización de las mantenciones preventivas y correctivas, instalación de proyectos, reclamos por parte de los usuarios, inquietudes de la comunidad.¹⁶⁵
- (v) Realizar el cobro de suministro de energía.

El operador del SER individual será el beneficiario. El operador será responsable de mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar el peligro para las personas o cosas.

El operador deberá avisar a la organización comunitaria en caso de falla del sistema y/o deterioro de los componentes. La organización comunitaria estará a cargo de gestionar las mantenciones correctivas de carácter menores¹⁶⁶. Asimismo, deberá gestionar las mantenciones preventivas. Dichas mantenciones deberán ser ejecutadas por un técnico autorizado de acuerdo a la normativa vigente.

El técnico autorizado deberá evaluar el deterioro de los equipos en caso de que estos ameriten un recambio, siempre que estos sean efecto de caso fortuito, fuerza mayor o causa externa a la responsabilidad del operador. En caso de que deba hacerse el recambio de los equipos antes de la vida útil, la organización comunitaria deberá

¹⁶⁵ Es importante que respecto a este punto, se establezca una periodicidad por la cual el administrador deba informar al Organismo a cargo.

¹⁶⁶ La normativa debiera establecer el monto al cual se refiere una mantención menor.

gestionarlo a través de los fondos que el GORE destine directamente para dichos efectos.¹⁶⁷

La Seremi de Energía deberá coordinar con la organización comunitaria y la Municipalidad la realización de capacitaciones periódicas sobre la mantención y gestión de la operación para los beneficiarios de los sistemas.

II. Administración, operación y mantenimiento de sistemas de autogeneración tipo central

El operador del sistema de autogeneración tipo central será el encargado de llevar a cabo la administración, operación y mantenimiento por el tiempo que haya sido estipulado en el contrato de adjudicación.

El operador deberá cumplir con las obligaciones de la presente normativa, el contrato de operación que haya celebrado producto del proceso de licitación con el GORE, el contrato de suministro que celebre con los beneficiarios del SER, los acuerdos que celebre con la organización comunitaria y las decisiones, órdenes y directrices que emane el Gobierno Central.

3.4.2.8. Fiscalización de la administración, operación y mantenimiento

Fundamento:

Actualmente, las funciones de operación y mantenimiento se establecen de forma general en los contratos bilaterales con la comunidad para la ejecución del proyecto. Sin embargo, una de las grandes causas de los problemas de gestión es la falta de fiscalización de la operación, administración, mantenimiento y la carencia de un apoyo efectivo por parte de los organismos públicos. En este sentido, es necesario fortalecer la institucionalidad a cargo de la fiscalización a través de la normativa.

Para la facilitación de la fiscalización se debiera reforzar la transparencia de la gestión, de tal modo de que el administrador informe de forma periódica al ente público que ejerce las funciones de fiscalización.

Propuesta:

En el caso de los sistemas mixtos, la Municipalidad estará a cargo de fiscalizar el cumplimiento de estas obligaciones de administración y mantención que deba realizar la organización comunitaria y otorgar apoyo técnico a la organización comunitaria en el caso que lo estime. En el caso de los sistemas de autogeneración tipo central, el Gobierno

167 Esta propuesta supone que el GORE destine un subsidio a los recambios de equipos en dichos casos, ya que es completamente inviable que los ingresos obtenidos por medio de tarifas cubran los costos de nuevos equipos.

Regional fiscalizará el cumplimiento de las obligaciones del operador de operación y mantenimiento.

3.4.2.9. Tarifa rural

Fundamento:

Como se señaló en la sección 3, uno de los elementos esenciales es el establecimiento de la normativa de la tarifa que los usuarios deben pagar. Actualmente, la tarifa se encuentra determinada de forma bilateral entre la comunidad y el ente que ejecuta el proyecto. No obstante, en la práctica, se detectó que en más de un caso los usuarios no pagaban el servicio ya sea por desconocimiento, falta de cobro, desconocimiento de la entidad a la cual realizar el pago, o bien por no tener la voluntad de hacerlo.

La normativa debiera establecer los costos que esta debe cubrir, y si existen diferencias respecto de los SER individuales y centrales.

En cuanto a los sistemas individuales, se sugiere establecer una tarifa fija que cubra los costos de mantención y administración. Una tarifa variable que contempla un cargo por consumo dificulta el cobro porque exige el establecimiento de medidores y una mayor fiscalización y administración de los ingresos.

Como se vio en las experiencias propuestas analizadas, se propone que la regulación, y con ello la institucionalidad, tenga un rol más activo en el establecimiento de tarifas, ya sea en su revisión¹⁶⁸ y actualización, sobre todo por el interés social de este tipo de proyectos.

Propuesta:

- (i) La tarifa por el suministro eléctrico será acordada en el contrato entre la Municipalidad y la organización comunitaria. Esta deberá cubrir al menos el costo de mantención de equipos y de administración.*
- (ii) El monto de la tarifa deberá considerar la capacidad de pago de la comunidad beneficiaria, las tarifas a pagar de otros proyectos de electrificación rural de la Región, el monto de las tarifas de la zona rurales conectadas a la red de la Región, entre otras.*
- (iii) El pago de la tarifa será de carácter mensual¹⁶⁹. El cobro se hará por el administrador del SER.*

¹⁶⁸ Por ejemplo, en el caso de Nigeria la revisión de la tarifa acordada con la comunidad puede ser revisada de oficio o a petición de parte.

¹⁶⁹ Se sugiere que una norma específica regule la forma de pago, es decir si el Administrador deberá acercarse a los beneficiarios, o estos últimos deberán dirigirse a un punto específico para el pago, como la Municipalidad.

- (iv) *La tarifa tendrá un carácter fijo, y en casos justificados será de carácter variable.*¹⁷⁰

Las tarifas podrán ser revisadas por el órgano fiscalizador del SER, a petición del beneficiario, la organización comunitaria, la empresa operadora, o de oficio, a fin de que esta cumpla con los parámetros mínimos y aspectos que la normativa establece, para que en su caso nuevamente pueda ser acordada por los agentes correspondientes.

3.4.2.10. Régimen de propiedad y titularidad de los proyectos de electrificación rural

Fundamento:

En el caso de Chile, la titularidad de sistema de autogeneración depende del programa mediante el cual fue implementado, existiendo diversos modelos de gestión y de propiedad de los proyectos. Lo anterior, deriva de la ausencia de regulación específica al respecto. Como consecuencia, se hace muy difícil poder replicar modelos de gestión ya que todos obedecen a diferentes esquemas.

La normativa debe establecer un régimen de propiedad y titularidad de los proyectos como eje fundamental de un marco regulatorio. Si el modelo sigue el esquema de programas en que el propietario es Gobierno Regional (por ser el principal financiador), la regulación debe establecer el régimen de propiedad, la cantidad de años que tendrá el proyecto (vida útil o no), y cómo se realizará la transferencia de propiedad en su caso. Por otro lado, es importante que la normativa señale bajo qué título se administra y opera el proyecto por parte los beneficiarios.

Propuesta:

La propiedad de los SER serán de la organización comunitaria o del operador del SER, según sea el tipo de sistema, una vez entregada en comodato por el Gobierno Regional que haya financiado el proyecto. El tiempo del comodato será acordada en el contrato de suministro.

3.4.2.11. Financiamiento y subsidios

Ante la variedad de subsidios y financiamiento que estos proyectos pueden optar, ya sea para la inversión inicial, o durante la ejecución del proyecto, resulta necesario que la normativa establezca los tipos de subsidios, las etapas del proyecto que se puede subsidiar y el porcentaje máximo a subvencionar. Se debiera enfocar la política pública en impulsar más subsidios a la operación y recambio de equipos ya que como se verá en la sección 3.5. del Informe, éste no puede llevarse a cabo por el solo ingreso de las

¹⁷⁰ En virtud de que los modelos de gestión sugieren la imposición de una tarifa fija, se opta por este modelo en la normativa.

tarifas. Por último, esta debiera definir cómo se transfieren los recursos y quién está a cargo de administrarlos.

Por ejemplo, esta puede establecer que los subsidios pueden cubrir hasta el 100% de la inversión del proyecto, y cuáles son las implicancias de obtener un cierto porcentaje de subsidio.¹⁷¹ Por su parte, ante un escenario ideal, la normativa puede establecer un ente único a cargo de la administración de los fondos que van destinados a los proyectos de electrificación rural. No obstante, esto implicaría una serie de cambios, al menos para esta propuesta normativa, en cuanto a la institucionalidad y fiscalización de los SERs.

3.4.2.12. Especificaciones Técnicas

Fundamento:

Si bien el marco regulatorio nacional contine especificaciones técnicas para el diseño y ejecución de instalaciones de sistemas de autogeneración independientes de tipo fotovoltaicas (ITG RIC N° 9.1/2021), es de importancia que la – eventual - normativa de electrificación rural relacione las normas técnicas que se dicten para el diseño y construcción del proyecto, para que el marco regulatorio sea concordante y en qué casos se harían excepciones para aquellas de tipo rural.

En el caso de las instalaciones tipo central, la falta de instrumentos regulatorios específicos respecto de los sistemas en base a generación eólica y micro centrales no implica necesariamente un vacío regulatorio propiamente tal que deba ser subsanado, porque la especificidad y especialidad de este tipo de proyectos complejiza y dificulta la fijación de estándares técnicos uniformes de todos los proyectos que se desarrollen, por lo que organismos reguladores han preferido evaluar los proyectos caso a caso de manera de no generar criterios que puedan constituir barreras de entrada u obstáculos para el desarrollo de dichos sistemas de autogeneración. Es así como la regulación comparada para el caso de mini centrales, para el diseño, construcción, puesta en servicio, desmantelamiento, manda al titular del proyecto a cumplir las normas técnicas generales que rigen los sistemas eléctricos.¹⁷² Ahora bien, otras regulaciones han uniformado ciertos estándares en razón de las características de lejanía y ruralidad de las zonas, mandando a la entidad pública correspondiente a dictar la regulación para el diseño y construcción en dichas zonas a propuesta de la unidad a cargo de electrificación rural la participación de todos los agentes involucrados en este tipo de proyecto.¹⁷³

¹⁷¹ Por ejemplo, en el caso de Ultra-Pradesh, los proyectos que tengan más de un 30% deben someterse a la metodología de tarificación por parte de la regulación.

¹⁷² NERC. Mini-grid Regulation (2016). Section 14(1)

¹⁷³ Ley N° 28.749 "Ley General de Electrificación Rural" de Perú. Artículo 11.

Luego del análisis en terreno de los proyectos tipo central se detecta que el problema no se encuentra en la falta de regulación específica para este tipo de proyectos sino en el establecimiento de obligaciones de mantención y operación. Sin embargo, de igual forma es de importancia que esta norma señale la regulación que debe ser cumplida, aun cuando sea genérica, y en qué partes se excepciona.¹⁷⁴ Por otro lado, en virtud del cambio tecnológico, calidad y vida útil de los sistemas, es fundamental que la institucionalidad se encuentre atenta ante posibles ajustes que deban hacerse en particular para estos sistemas rurales y que puedan afectar de forma específica para los SER, sean estos individuales o tipo central.

Propuesta:

El diseño, construcción, puesta en marcha y desmantelamiento de los SER y las instalaciones relacionadas se realizarán de acuerdo a los Reglamentos, Pliegos Normas Técnicas vigentes, los términos y condiciones que se hayan fijado en las bases de licitación, el contrato de adjudicación, según corresponda, y de acuerdo a cualquier otra norma de diseño, construcciones y mantenimiento específicamente para sistemas ubicados en zonas rurales y/o aisladas que pueda dictar la autoridad competente.

La autoridad regulatoria en la materia deberá actualizar permanentemente dicha normativa a través de procesos participativos en los que deberá convocar a los gobiernos regionales y locales, las entidades del Gobierno Nacional encargadas de la ejecución de obras, las empresas concesionarias de distribución eléctrica y los especialistas en la materia.

3.4.2.13. Calidad de Servicio

Fundamento:

En general, los estándares de calidad de servicio quedan supeditadas a las cláusulas de los contratos de suministro del servicio eléctrico, y a las condiciones del proyecto por las cuales fueron evaluados en sus etapas de formulación. Es así como parte de los Requisitos de Información para postulación de iniciativas de inversión,¹⁷⁵ señalan cómo estándares mínimos de suministro eléctrico para proyectos de electrificación rural, en particular, en sistemas de autogeneración, aquellos establecidos en el Oficio Ordinario N°973 del 27 de julio de 2015 del Ministerio de Energía.

Es así como el Oficio Ordinario N°973/2015, recomienda como estándar mínimo 24 horas de continuidad del servicio, en 220 V, corriente alterna (c.a.), para atender un consumo mensual mínimo de 65 kwh/mes, para una potencia por empalme por vivienda mínima

¹⁷⁴ Por ejemplo, la ITG RIC 9.1/2021 manda a cumplir al “propietario” entendiendo por tal al usuario, no obstante, en los SER, el propietario es el GORE, por lo que se debería evaluar si a este le corresponde cumplir cada una aquellas obligaciones.

¹⁷⁵ Ministerio de Desarrollo Social. Requisitos de Información para postulación de iniciativas de inversión. RIS-2019. Pág.2.

de 1,7 kVA.¹⁷⁶ Como este requerimiento funciona como un piso mínimo, el formulador del proyecto tiene plena autonomía para diseñar un proyecto que atienda a un consumo mínimo mensual mayor al indicado, si fuese el requerimiento particular de la iniciativa de inversión en cuestión.

De acuerdo a los análisis en la experiencia, los mínimos establecidos en el mencionado Oficio Ordinario se ajustan a la demanda actual de la vivienda conectada al sistema de autogeneración. No obstante, se identificó que el suministro otorgado en la práctica se encuentra bajo los niveles de potencia mínimo establecido. En consecuencia, y como se ha mencionado anteriormente, el nivel de cumplimiento es bajo, ya que no alcanza al estándar señalado o se ve interrumpido de forma permanente por causas incluso ajenas a las estipuladas en el contrato. Evidentemente esta situación es una afectación a la sostenibilidad del proyecto propiamente tal, pero a su vez, un suministro deficiente, o parcial a las condiciones que se le ofrecieron a los beneficiarios, ha causado reticencia de estos mismos a tal punto que se considera un contrasentido pagar la tarifa acordada. Finalmente, se genera un círculo vicioso ya que el no pago de la tarifa afecta a la administración de los proyectos al no contar con fondos suficientes para el mantenimiento y con ello a la sostenibilidad del sistema.

En razón de lo anterior, es necesario que la normativa ordene el cumplimiento de estándares mínimos de calidad de servicio, a nivel normativo y que el mandato se refuerce por medio de la fiscalización de parte de la institucionalidad a cargo.

Propuesta:

Los sistemas de autogeneración rural deberán cumplir con los estándares mínimos que señale el Ministerio de Energía, y aquellos que se estipulen en el contrato de suministro.

El operador del sistema de autogeneración de tipo central tendrá la obligación de informar mensualmente aquellas interrupciones y fallas del suministro eléctrico al Gobierno Regional, así como el cumplimiento de estándares mínimos que exija la autoridad competente.

Los usuarios de medios de autogeneración individuales deberán informar al administrador todas aquellas fallas e interrupciones de suministro que acontezcan. El administrador deberá tomar las medidas necesarias para el cumplimiento de los estándares mínimos. Además, deberá prestar apoyo a los beneficiarios en caso que se detecte un uso y/u operación ineficiente del sistema de autogeneración.

¹⁷⁶ Ibid.

3.4.3. Agregaciones y modificaciones a la normativa vigente

En la siguiente sección se identifican aquellas modificaciones o agregaciones en el marco regulatorio de la autogeneración rural y otras normativas que tengan relación con el objeto de subsanar vacíos legales que generan barreras y perjudican la sostenibilidad de los proyectos.

3.4.3.1. Agregaciones a la ITG RIC 9.1/2021

En general, la actual Instrucción Técnica General 9.1/2021 se hace aplicable por completo a las características de un sistema de autogeneración individual fotovoltaico. No obstante, se recomienda realizar las siguientes agregaciones para flexibilizar su aplicación.

- Flexibilización de condiciones para su instalación.

ITG-RIC 9.1/2021 considera especificaciones para las condiciones de instalaciones como requisitos de estructura, en gran parte, para aquellas instalaciones sobre techumbre y no sobre terreno como son propias de instalaciones rurales.¹⁷⁷ Es por esto que se recomienda flexibilizar y ampliar dichas especificaciones para que le sean aplicables a las instalaciones rurales.

- Manuales de correcto uso y mantención al usuario.

En consideración a los problemas de desinformación en cuanto a la instrucción, operación, buen uso, mantenimiento y componentes de parte de los usuarios de los SER individuales fotovoltaicos de los proyectos bajo análisis, y que incluso podría ser una problemática transversal, para este tipo de sistemas.

Cabe hacer presente que la ITG-RIC 9.1/2021 es aplicable al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas aisladas, pero sus disposiciones están dirigidas a que sean aplicadas e interpretadas por profesionales especializados, y no deben entenderse como un manual.¹⁷⁸ Es por esto que se considera necesario que la normativa establezca la obligación de parte de entregar al menos, un manual en idioma español, respecto a la operación del sistema de autogeneración, el mantenimiento de sus componentes por parte del usuario, restricciones de uso, limitaciones en cuanto a la potencia conectada, entre otras, una vez finalizada la instalación y puesta en marcha del sistema.

¹⁷⁷ Una de las pocas menciones que se hacen para instalaciones sobre terreno es respecto de la seguridad de éstas a fin de evitar el acceso de personas extrañas mas no se señalan otro tipo de indicaciones de carácter técnico. UTG-RIC 9.1/2021, punto 7.10.

¹⁷⁸ ITG – RIC N° 9. Sección 5.4

3.4.4. Otros elementos a considerar

La propuesta normativa de la sección anterior se elaboró en base a las condiciones mínimas para una regulación de sistemas de autogeneración (como parte de la electrificación rural), pero que a su vez considera la institucionalidad actual. Sin embargo, existen elementos que se consideran esenciales para la sostenibilidad del proyecto, recogidos de la experiencia comparada, y que se podrían tener en consideración para replicarlos en la regulación nacional. A continuación, se mencionan otros aspectos que debieran ser considerados, quizás de forma secundaria, ante la articulación de un marco regulatorio para los sistemas de autogeneración rural.

3.4.4.1. *Agencia de Electrificación Rural y Fondo de Electrificación Rural*

La creación por ley de un fondo de electrificación rural podría subsanar el problema de falta de fondos para la reinversión y recambio de equipos durante la vida útil de proyecto. Como se ha mencionado anteriormente, las tarifas no alcanzan a cubrir estos montos; no obstante, también el problema es que la administración debe postular a los fondos de inversión que dependen de los gobiernos regionales o en su caso, a los de aquellos programas que le sean aplicables para dichos efectos. En razón de ello, la posibilidad de la creación de un fondo especialmente destinado a los proyectos de autogeneración facilitaría la gestión y accesibilidad de los recambios, aceleraría los plazos de evaluación y aprobación, y por ello la sostenibilidad de los proyectos. La normativa podría regular la composición de dicho fondo, administración, fórmula de priorización de egresos, entre otras.

Asimismo, la administración de este fondo puede estar a cargo de una agencia especialmente creada para la electrificación rural, cuestión que a su vez, podría estar a cargo de la coordinación de toda la institucionalidad pública que participa en este tipo de proyectos (y que esta propuesta normativa la derivó en el Ministerio de Energía).

3.4.4.2. *Deterioro y/o pérdida total del SER ante desastres naturales*

Uno de los puntos relevantes identificados en el análisis de experiencias de estos proyectos es la ineficiencia de la gestión ante situaciones como pérdida o deterioro total de los SER ante desastres naturales y/o fuerza mayor. La normativa nada dice al respecto en cuanto a como la institucionalidad debiera operar para la reposición del sistema y en consecuencia del suministro de equipos. Estableciéndose el marco de acción ante dichas circunstancias se podría evitar una nueva formulación de proyecto para optar a fondos de inversión, extendiéndose así los tiempos de evaluación para el destino de fondos, reiteración de evaluaciones técnicas, entre otras. En consecuencia, la normativa

debiera considerar al menos el accionar de parte del ente público ante dichas circunstancias evitando y reduciendo los tiempos de falta de suministro eléctrico que sufre la comunidad.

La normativa debiera considerar, la vida útil que le quedaba al proyecto, el grado de destrucción, la evaluación y calificación del deterioro, y la fórmula o vía de financiamiento para la reposición del suministro, es decir, si optar, por ejemplo, por la reinversión del proyecto considerándose una reposición de los equipos; o bien, considerarlo un nuevo proyecto

3.4.5. Tabla resumen propuesta normativa

En la siguiente tabla se identifican los puntos abordados en la propuesta normativa con sus principales características.

Tabla 35. Resumen de elementos de la propuesta normativa

	Disposición normativa	Características
Propuesta de Normativa general	Objeto de la normativa	<i>"promoción, fomento y desarrollo (sostenible) / (eficiente) de la electrificación en zonas rurales y aisladas en el territorio nacional a través de sistemas de autogeneración (y de extensión de la red de distribución)".</i>
	Ámbito de aplicación	Hacerlo aplicable solo a los sistemas de autogeneración de carácter rural: <i>"La presente normativa se hace aplicable a todos los Sistemas de Electrificación Rural de acuerdo a lo definido por el presente instrumento."</i>
	Rol del Estado	Un rol del Estado se enfoca en incentivar y apoyar estos sistemas a través de financiamiento, planificación y otros: <i>"Los Sistemas de Electrificación Rural se llevarán a cabo por medio de los mecanismos de incentivos de la inversión de carácter estatal, apoyo técnico de los gobiernos regionales y el Ministerio de Energía y la planificación y estrategias a nivel central."</i>

	Disposición normativa	Características
	Definición de conceptos	Definir conceptos esenciales para el entendimiento de la normativa. a) <i>Administrador de proyecto de autogeneración.</i> b) <i>Organización comunitaria.</i> c) <i>Comité del sistema de electrificación rural (Comité).</i> d) <i>Empresa instaladora.</i> e) <i>Facilitador.</i> f) <i>Mapa de Vulnerabilidad.</i> g) <i>Operador de sistema autogeneración.</i> h) <i>Proyecto de electrificación rural.</i> i) <i>Sistema de autogeneración.</i> j) <i>Sistema de autogeneración tipo central.</i> k) <i>Sistema de autogeneración individual.</i> l) <i>Sistema de Electrificación Rural:</i> m) <i>Usuario/Beneficiario</i> n) <i>Área no conectada a la red</i>
	Institucionalidad de Electrificación Rural	Que la normativa establezca ya sea de manera expresa y específica el rol de la institucionalidad involucrada en los SER, o bien que se encuentre en distintas disposiciones, pero lo importante es que cada uno de estos órganos tenga su función establecida para evitar duplicidades. • <i>El rol del Ministerio de Energía.</i> • <i>Rol de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.</i> • <i>Rol de los Gobiernos Regionales. – Rol de la SEREMI de Energía:</i> • <i>Rol de las Municipalidad.</i>

	Disposición normativa	Características
	Planificación de la electrificación rural	Establecer la obligación de parte del Ministerio de Energía de planificar a mediano plazo la electrificación rural teniendo en consideración los instrumentos actuales. Asimismo, se recomienda establecer metas de acceso y suministro de electricidad para los sectores rurales y aislados a nivel normativo. <i>"El Ministerio de Energía deberá elaborar un Plan Nacional de Electrificación Rural (en adelante, el Plan) de forma periódica, cada (dos años) con un horizonte de (diez) años.¹⁷⁹ La normativa debiera señalar los aspectos a considerar en el Plan, esto es: el Mapa de Vulnerabilidad Energética, estándares mínimos, capacitación de los beneficiarios, objetivos, metas y acciones. El Ministerio de Energía tendrá la facultad de actualizar dicho Plan."</i>
	Administración, operación y mantenimiento de sistemas individuales	Administración a través de un sistema mixto entre la organización comunitaria y la Municipalidad. La operación la realizan los usuarios.
	Administración, operación y mantenimiento de sistemas tipo central	Administración, operación y mantenimiento a través de un tercero a cargo del sistema.
	Fiscalización	Fiscalización de parte de la Municipalidad o Gobierno Regional.
	Tarifa rural	Establecer los criterios a considerar a nivel normativo (operación y mantenimiento).
	Régimen de propiedad y titularidad de los proyectos	Propiedad del Gobierno Regional y se transfiere una vez entregado en comodato a la Municipalidad.
	Financiamiento y subsidios	Que la normativa establezca los tipos de subsidios a los que pueden optar los proyectos y a qué etapas del Proyecto.
	Especificaciones Técnicas	Especificaciones técnicas para los sistemas fotovoltaicos deben coordinarse con la ITG-RIC 9.1/2021. Los sistemas tipo central debieran seguir los estándares generales.
	Calidad de Servicio	Estándares de calidad de suministro a nivel normativo, y con ello una mayor fiscalización de la autoridad competente.

¹⁷⁹ Por ejemplo, en el caso de Perú el Plan Nacional de Electrificación Rural tienen horizontes de tres y diez años.

	Disposición normativa	Características
Agregaciones a la ITG-RIC 9.1/2021	Agregar condiciones mínimas para sistemas rurales	Establecer condiciones mínimas para instalaciones en terreno.
	Manuales de uso	Especificar tipo de manuales de uso que deban entregarse al usuario una vez instalado y puesto en marcha el sistema de autogeneración.
Otros elementos a considerar	Agencia de Electrificación Rural y Fondo de Electrificación Rural	Agencia de Electrificación Rural para una coordinación de instituciones involucradas y administración de un Fondo de Electrificación Rural a fin de financiar el recambio y reinversión de instalaciones.
	Deterioro y/o pérdida total del SER.	La Normativa debiera establecer el accionar para la continuidad del servicio ante la pérdida total de las instalaciones por fuerza mayor.

3.4.6. Balance de la propuesta normativa

A continuación, se presentan dos tablas en que se expondrán los elementos esenciales y vacíos legales identificados en los apartados 3.2. y 3.3., y cómo estos se abordan en la normativa propuesta.

Tabla 36 Balance respecto de los elementos esenciales identificados

	Elementos normativos	Lugar en que se contienen en la propuesta normativa.	Características
Aspectos normativos relacionados directamente con la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración	Establecimiento de estándares técnicos específicos	Punto 3.4.2.12 y 3.4.3.1	Aplicación de estándares generales, ITG RIC 9.1/2021, establecimiento de excepciones. Agregación de elementos para sistemas rurales.
	Establecimiento de un ente responsable de la operación	Punto 3.4.2.7, I y II	Dependiendo del tipo Sistema de autogeneración, el usuario en sistemas individuales y un tercero adjudicatario de la licitación en el caso de las centrales.

	Elementos normativos	Lugar en que se contienen en la propuesta normativa.	Características
	Permanente monitoreo de funcionamiento, adaptabilidad, actualización de la tecnología utilizada	Punto 3.4.2.8 y 3.4.2.12	Fiscalización de parte de la Municipalidad en los sistemas mixtos y del GORE en los sistemas que opera una empresa privada. Adaptabilidad permanente de las normas técnicas.
	Sistema de permisos y titularidad de los proyectos	Punto 3.4.2.10	Régimen de propiedad a nivel normativo. Propiedad a cargo del GORE (órgano financiador) y se transfiere a la municipalidad luego de un comodato
	Metodologías de tarificación para autogeneración rural	Punto 3.4.2.9	La tarifa solo debe cubrir costos de mantenimiento y administración. En los sistemas individuales debiera ser de carácter fijo.
	Institucionalidad dedicada a la electrificación rural	Punto 3.4.2.5	Debido a la descentralización de la institucionalidad se especifica el rol de cada organismo.
Aspectos esenciales para una normativa de autogeneración de electrificación rural, no directamente relacionados con la sostenibilidad de los proyectos	Existencia de leyes y reglamentos específicos para autogeneración rural	Punto 3.4.1	Se sugiere al menos una normativa general que otorgue los lineamientos esenciales.
	Enfoque holístico de electrificación rural	-----	
	Políticas de electrificación rural a mediano y largo plazo	Punto 3.4.2.6.	Planificación de electrificación rural utilizando las herramientas actuales
	Metas específicas de electrificación rural	Punto 3.4.2.6	Se sugiere que se encuentre dentro de la normativa.
	Determinación de ingresos para la electrificación rural y asignación de éstos a nivel normativo	Punto 3.4.4.1	Propuesta de un fondo de electrificación rural.

	Elementos normativos	Lugar en que se contienen en la propuesta normativa.	Características
	Mecanismos de electrificación rural masiva	No se aborda, pero, esto depende del rol que toma el Estado dispuesto en el punto 3.4.2.3	

Tabla 37 Balance respecto de los vacíos legales identificados

	Elementos normativos	Lugar en que se contienen en la propuesta normativa.	Disposición
Vacíos legales identificados	Marco regulatorio específico para autogeneración rural	Punto 3.4.2	Se propone una normativa general que establezca los lineamientos de autogeneración rural.
	Políticas públicas de electrificación rural vinculantes	Punto 3.4.2.6	Se propone planificación de proyectos de autogeneración, metas, y que estos contengan acciones y objetivos.
	Institucionalidad de autogeneración rural	Punto 3.4.2.5	Establecimiento de roles de organismo. Además, se propone una Agencia de Electrificación Rural como medida supletoria
	Metodología de tarificación a nivel normativo	Punto 3.4.2.9	Elementos a considerar en la tarifa rural.
	Falta de sistema de permisos y titularidad a nivel normativo	Punto 3.4.2.10	Establecimiento a nivel normativo del régimen de propiedad de proyectos y titularidad de estos.
	Determinación de ingresos de autogeneración rural y asignación de éstos a nivel normativo	Punto 3.4.2.11 y 3.4.3.1	Establecimiento a nivel normativo de tipos de financiamiento, subsidios. Además, se propone de forma supletoria un Fondo de Electrificación Rural especialmente para financiar el recambio y reinversión de instalaciones.

A continuación, se presenta una tabla con el balance de la propuesta normativa respecto de las brechas identificadas en los sistemas.

Tabla 38 Balance respecto de las brechas identificadas

	Elementos normativos	Lugar en que se contienen en la propuesta normativa.	Disposición
Brechas identificadas	Coordinación y seguimiento del municipio	Punto 3.4.2.5	Institucionalidad de la Electrificación Rural: Establecimiento de roles para cada organismo relacionado a la Electrificación Rural
	Apoyo técnico y mantención	Punto 3.4.2.7	Gestión de proyectos de Electrificación Rural: El operador deberá avisar a la organización comunitaria en caso de falla del sistema y/o deterioro de los componentes. La organización comunitaria estará a cargo de gestionar las mantenciones correctivas de carácter menores ¹⁸⁰ . Asimismo, deberá gestionar las mantenciones preventivas. Dichas mantenciones deberán ser ejecutadas por un técnico autorizado de acuerdo con la normativa vigente.
	Falta de conocimiento por parte de usuarios en cuanto a operación de los sistemas	Punto 3.4.3	Se considera necesario que la normativa establezca la obligación de parte de entregar al menos, un manual en idioma español, respecto a la operación del sistema de autogeneración, el mantenimiento de sus componentes por parte del usuario, restricciones de uso, limitaciones en cuanto a la potencia conectada, entre otras, una vez finalizada la instalación y puesta en marcha del sistema

¹⁸⁰ La normativa debiera establecer el monto al cual se refiere una mantención menor.

	Elementos normativos	Lugar en que se contienen en la propuesta normativa.	Disposición
	Seguimiento del proyecto	Punto 3.4.2.8	Fiscalización de la administración, operación y mantenimiento por parte del municipio en el caso de los sistemas mixtos y por parte del gobierno regional en el caso de los sistemas de autogeneración de tipo central
	Continuidad del comité	Punto 3.4.2.8	La Municipalidad estará a cargo de fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones de administración y mantención que deba realizar la organización comunitaria
Brechas identificadas	Reinversión de equipos	Punto 3.4.2.7	Gestión de proyectos de Electrificación Rural: El técnico autorizado deberá evaluar el deterioro de los equipos en caso de que estos ameriten un recambio, siempre que estos sean efecto de caso fortuito, fuerza mayor o causa externa a la responsabilidad del operador
	Cobro de tarifas por suministro o generación de fondos	Punto 3.4.2.9	Tarifa Rural: se propone que la regulación, y con ello la institucionalidad, tenga un rol más activo en el establecimiento de tarifas, ya sea en su revisión y actualización, sobre todo por el interés social de este tipo de proyectos

3.5. Identificación de necesidades de cambios/modificaciones en el sistema de tarifas y/o subsidios por tipo de sistema

Esta sección tiene por objeto identificar aquellos cambios y/o modificaciones en el sistema de tarifas y otorgamiento de subsidios vigente para los proyectos de autogeneración. Para ello, se tomará en cuenta los sistemas actuales de determinación de tarifa tanto para sistemas regulados como los de autogeneración, y los subsidios a los cuales estos últimos pueden optar durante la ejecución y operación de los sistemas de autogeneración rural.

El informe se estructurará de la siguiente manera: En primer lugar, se hará una breve exposición de los sistemas tarifarios que tengan relación con los sistemas de autogeneración, incluyendo los sistemas regulados. A su vez, se señalarán los subsidios que los sistemas de autogeneración pueden optar durante la operación del proyecto. En la segunda sección, se realizará un diagnóstico de la situación actual respecto de las estructuras tarifarias existentes en los proyectos bajo análisis a fin de exponer los principales problemas respecto a la determinación de éstas, efectividad en su cobro, y subsidios existentes. Por último, se realizarán una serie de propuestas de modificación al sistema de tarifas y subsidios vigente.

3.5.1. Revisión de estructuras tarifaras

En esta sección se hará una breve exposición sobre las estructuras tarifarias existentes y que tienen relación con los sistemas de autogeneración rural, ya sea que estos les sean aplicables o bien, como referencias para la aplicación de las mismas tarifas y subsidios a la operación.

3.5.1.1. Tarifas en la legislación eléctrica

El Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, LGSE) dispone en el Título V la fijación de tarifas. La LGSE en el artículo 147 establece aquellos suministros de energía eléctrica que se encuentran a regulación de precio, y advierte en el artículo 149 que aquellos suministros no indicados en el artículo 147 no están afectos a ninguna de las regulaciones que se establecen en el mencionado Título.

Para efectos del presente informe, se considera distinguir los numerales 1 y 2 del artículo 147 de la LGSE. El primero, establece que el suministro eléctrico a usuarios finales cuya potencia es inferior o igual a 5.000 kW que estén ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria se encuentran sometidos a la regulación de precios. El número 2, se refiere a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación.

Ahora bien, la ley establece distintos tipos de procedimiento para la determinación de precios dependiendo del tamaño de los sistemas eléctricos desde los cuales son efectuados los suministros, en conformidad a lo establecido en los Capítulos II y III de la LGSE.¹⁸¹

1- De los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación

La LGSE en el Capítulo II, establece dos niveles de fijación de precios, a nivel de generación-transporte (precio de nudo) y a nivel distribución (sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y los cargos señalados en los artículos 115, 116 y 212-13).¹⁸² Finalmente, el precio cobrado al usuario final que se encuentra dentro del criterio del artículo 147 número 1, es el correspondiente al precio a nivel distribución.¹⁸³

El Ministerio de Energía fija las distintas fórmulas tarifarias de acuerdo a elementos del artículo 151 de la LGSE. Existen distintas opciones tarifarias para clientes finales dependiendo del consumo que estos tengan. Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

Se distinguen los clientes de alta tensión (AT) conectados con su empalme a líneas de voltaje superior a 400 volts, y (ii) clientes de baja tensión (BT), conectados con su empalme a líneas de voltaje igual o inferior a 400 volts. Respecto al análisis en cuestión, se tomará especial atención a la segunda opción tarifaria ya que se trata de clientes conectados de baja tensión.

Los clientes residenciales son aquellos que cumplen con alguna de estas condiciones: a) cuentan con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición, o b) su suministro está destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva concesionaria se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

Los clientes de baja tensión (BT) pueden elegir dentro de distintas opciones tarifarias, sin embargo, la primera es la BT1 es la medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10kW (residencial).

¹⁸¹ LGSE, artículo 154.

¹⁸² LGSE, artículo 155.

¹⁸³ LGSE, artículo 155 inc. 2°

2- Tarifas para sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación

La LGSE, en su Capítulo III, regula el establecimiento de las tarifas para el caso de aquellos sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación menor a igual a 1.500 kW¹⁸⁴ cuyo suministro sea a usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 5.000 kW, ubicados en las zonas de concesión, esto es, aquellos que cuyo suministro sea otorgado por una empresa que disponga concesión de servicio público de distribución.

Para este caso, los precios máximos son acordados entre el Alcalde de la Municipalidad para la cual se realiza el suministro y las empresas concesionarias. Los acuerdos tienen una duración mínima de cuatro años¹⁸⁵, y en ellos se contemplan los precios de suministro, la reajustabilidad de estos mismos, la calidad del servicio, el número de horas diarias de funcionamiento del servicio y cualquier otra condición que se estime pertinente.¹⁸⁶ La información acordada es comunicada a la Comisión Nacional de Energía a través del Alcalde, y ésta comunica al Ministerio de Energía el nivel y cláusulas de reajuste, quién los fijará mediante decreto "Por orden del Presidente de la República" y los publicará en el Diario Oficial.¹⁸⁷

3.5.1.2. Tarifas de sistemas de autogeneración de energía eléctrica

En el caso de suministro de energía eléctrica mediante sistemas eléctricos aislados con capacidad menor a 1.500 kW, que no sean de empresas de servicio público de distribución, la LGSE nada dice al respecto. En este sentido, la ley no los considera "servicios públicos", por lo que la determinación de tarifas, calidad de suministro o servicio y todas las condiciones relacionadas se definen mediante acuerdo entre alcaldes y la empresa eléctrica¹⁸⁸, o de una organización comunitaria, a cargo de la operación.

En razón de lo anterior, las cláusulas de tarifas de dichos acuerdos pueden ser variadas respecto a los montos máximos, pueden tener carácter de fijo o variable, cláusulas de ajustes, y los costos que se espera cubrir con ellas

¹⁸⁴ LGSE, Título V, Capítulo III.

¹⁸⁵ LGSE, Artículo 202.

¹⁸⁶ LGSE, Artículo 201.

¹⁸⁷ LGSE, Artículo 151.

¹⁸⁸ Ministerio de Energía. Sistema Eléctrico Aislado de Isla Mocha. 06 de marzo de 2019.

3.5.1.3. *Subsidios a la operación y reparación de los sistemas de autogeneración*

El sistema de subsidios a la operación y reparación para los sistemas de autogeneración se determinan de acuerdo a la Ley de Presupuestos de cada año. En cuanto al sistema vigente, La Ley N° 21.395, Ley de Presupuesto 2022, determina los subsidios para dichos efectos en la Partida Ministerio del Interior y Seguridad Pública – Gobiernos Regionales, en la glosa 02, “Comunes para todos los programas de inversión de los gobiernos regionales y para el programa Fondo de Desarrollo de Magallanes del Gobierno Regional de Magallanes y Antártica Chilena”, que en el punto 2.2, establece: “no obstante lo establecido en la Glosa 03, con cargo al subtítulo 24 se podrá destinar” “subsidios para la operación y para las reparaciones que permitan su continuidad de servicio, de los sistemas de autogeneración de energía reconocidos por Subsecretaría de Energía, institución que deberá determinar el monto de los subsidios”.¹⁸⁹

En años anteriores, la Subsecretaría de Energía estableció un mecanismo a fin de uniformar el procedimiento de otorgamiento de dichos subsidios. Es así como en el año 2019 establece mediante Resolución Exenta N°38 de 2019 de la Subsecretaría de Energía, determinó dicho mecanismo para reconocer los sistemas de autogeneración de parte de Subsecretaría de Energía y en la fijación de monto de los subsidios para su operación y para sus reparaciones que permitan la continuidad del servicio, fijando sus criterios y fórmulas, y formatos de entrega de información por parte de los Gobiernos Regionales y demás actores del procedimiento.¹⁹⁰

Para el caso mencionado, el Gobierno Regional debe presentar los antecedentes a la Subsecretaría de Energía, el cual debe cumplir con los criterios de reconocimiento establecidos por esta misma de la Resolución Exenta N°38 de 2019 de la Subsecretaría de Energía. Luego, la División de Acceso y Desarrollo Social (DADS) de la Subsecretaría de energía, elabora un informe técnico con la información otorgada por el solicitante. Finalmente, mediante el acto administrativo de la Subsecretaría que reconoce el sistema de autogeneración, determinando el monto del subsidio, y éste se notifica al Gobierno Regional solicitante.

Dentro de los criterios fijados por la Subsecretaría de Energía, cabe destacar que considera al sistema de autogeneración de energía eléctrica, como:

“aquel sistema que energía eléctrica en forma local e independiente, cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kW de potencia instalada de generación, sujeta a las definiciones y marco de operación regulados en el Capítulo III del DFL N°4/20.018, de 1980, Ley

¹⁸⁹ Ley 21.395, Ley de Presupuestos del Sector Público 2022, Partida Ministerio del Interior y Seguridad Pública- Gobiernos Regionales, Glosa 02, 2.2.

¹⁹⁰ Resolución Exenta N° 38, de 03 de abril de 2019, que establece “Establece procedimiento para la aplicación de la glosa 02, 2.2, de la partida “Ministerio del Interior y Seguridad Pública - Gobiernos Regionales” de la ley de presupuestos del sector público correspondiente al año 2019

General de Servicios Eléctricos¹⁹¹, en adelante LGSE; que abastecen principalmente a viviendas e instituciones públicas; que son administrados por comités de usuarios, cooperativas y/o empresas eléctricas, y municipalidades; y que no están conectados al Sistema Eléctrico Nacional o un sistema mediano¹⁹².

Para el reconocimiento de un sistema de autogeneración, la Subsecretaría de Energía toma en cuenta la información detallada en el Formulario N°1. Dentro de ésta se debe identificar, entre otros antecedentes, el tipo de beneficiarios (viviendas, escuelas, postas, servicios públicos, etc.), la cantidad total de cada uno de ellos, el consumo promedio de energía durante los últimos 21 meses, el consumo a subsidiar por tipo de usuario, el administrador del sistema, datos respecto a la operación como número de empalmes, si existe cobro de la tarifa, horas diarias promedio de operación de los último 12 meses, potencia máxima leída, entre otras.

En base a la información entregada por el Gobierno Regional e información propia, la DADS determinará si el sistema de autogeneración se ajusta a la definición de sistema de autogeneración que contempla la resolución, y procederá a elaborar el informe técnico.

Asimismo, en el mencionado informe técnico, la DADS puede hacer recomendaciones al Gobierno Regional respecto de la operación, buen uso de los recursos y propuestas de optimización aplicables al sistema de autogeneración de energía.¹⁹³

A continuación, se detallan los mecanismos de determinación para ambos tipos de subsidios.

a) Subsidio a la operación:

La Resolución Exenta N° 38/2019 referida define a la tarifa de energía para la operación del sistema de autogeneración de energía (TA) [\$/kWh], como aquella que el *"precio final de la energía que debe recaudar el total de los costos del sistema de autogeneración, que permite al sistema financiarse por sí solo por el período de un año"*. Además, señala que *"los sistemas de autogeneración que cuentan con Acuerdo Tarifario firmado entre el Alcalde y la empresa que entrega el suministro eléctrico; y/o convenio de operación con el Gobierno Regional respectivo, corresponde al precio de la energía fijada en dicho acuerdo"*.¹⁹⁴

Respecto a la definición anterior, la resolución identifica dos tipos de tarifas:

¹⁹¹ Cabe hacer presente que a juicio del Consultor la definición comete un error al referir la regulación del Capítulo III del DFL N°4/20.018 de 2006, ya que como se mencionó anteriormente en este informe, este capítulo se refiere a sistemas que se encuentran dentro de la zona de concesión de una empresa distribuidora, y que el suministro es otorgado por esta misma, y que a su vez se consideran "servicios públicos", a diferencia de los sistemas de autogeneración objeto de este informe.

¹⁹² Op Cit. Resolución Exenta N°38/2019. Párrafo 4.c

¹⁹³ Ibid. Párrafo 6.3.

¹⁹⁴ Ibid. Párrafo 4 letra b)

- 1) Aquel precio que permite recuperar el total de los costos del sistema de autogeneración para financiarse durante el período de un año.
- 2) La tarifa que surja de un acuerdo tarifario.

En cuanto al primer tipo de tarifa, se concluye de acuerdo al Formulario N° 2 de la Resolución Exenta, que los costos al cual se refiere son los fijos y variables. En efecto, los costos que se deben informar son los siguientes:

- (i) Costos fijos, mensuales y anuales, que correspondan a (administración, gastos de contabilidad, secretaría, y otros (como gastos generales), el total de los costos administrativos (remuneración de administrador técnico, de operarios de generación, de técnicos de mantenimiento, y otros (herramientas, insumos de seguridad).
- (ii) Costos variables, mensuales y fijos, que corresponden a: costos de mantenimiento de unidades de generación, del sistema de distribución eléctrico, y otros. Aquellos de mantenimiento correctivo para las mismas unidades, y los costos de mantenimiento preventivo, como los de compra de combustible, insumos de operación (aceite y filtro), del traslado de combustible, y otros costos variables.

La resolución define la tarifa subsidiada (TS/kWh), señalando que es el precio de la energía después de aplicada el subsidio. Para tales efectos, la resolución distingue dos tipos de tarifas subsidiadas.

- 1) Aquella que *"corresponde a la tarifa de energía aplicada a los usuarios finales señalados en el número 1 del artículo 147 de la LGSE, en la localidad geográficamente más cercana que pertenezca a la comuna en donde está ubicado el sistema de autogeneración de energía"*¹⁹⁵. No obstante, si la comuna no cuenta con dichos usuarios finales, se aplica la tarifa de la localidad geográficamente más cercana que pertenezca a la provincia en donde está ubicado el sistema de autogeneración de energía. Luego, si tampoco la provincia con usuarios finales del artículo 147 número 1 referido, la tarifa corresponderá a la de la localidad geográficamente más cercana que pertenezca a la región donde se encuentra el sistema de autogeneración.¹⁹⁶
- 2) Por otro lado, aquella tarifa subsidiada que señalan los acuerdos tarifarios entre el Alcalde de la Municipalidad y la empresa que entrega el suministro eléctrico; y/o Convenio de Operación con el Gobierno Regional respectivo, siempre que hagan mención a ésta.¹⁹⁷

¹⁹⁵ Ibid. Párrafo 4 letra c)

¹⁹⁶ Ibid.

¹⁹⁷ Ibid.

La resolución establece la siguiente fórmula para la determinación del subsidio:

"La DADS calculará el monto del subsidio de acuerdo con la siguiente formula:

$$\text{Monto subsidio} \left[\frac{\$}{\text{año}} \right] = \left(\sum_{i=1}^m (TA_i - TS_i) + (12 - m) \cdot (TA_m - TS_m) \right) \cdot (Q_r \cdot N_r + \sum_{j=1}^y Q_{nrj} \cdot N_{nrj})$$

Donde

i: corresponde a cada mes del año de la solicitud (1 a 12)

m: corresponde al mes anterior al que se envía la solicitud

j: corresponde al tipo de usuario no residencial informado por el Gobierno Regional

t: es el número de tipos de usuarios no residenciales informado por el Gobierno Regional"

En particular, el subsidio puede ir dirigido al consumo de usuario residencial y no residenciales; no obstante, el enfoque de este reporte se pondrá en los primeros. Para el caso del subsidio de las viviendas, se fija una cantidad máxima mensual a subsidiar por cada usuario residencial, la que se determina de acuerdo con el consumo promedio mensual informado por el Gobierno Regional, o en su defecto, un consumo de 100kW/mes por cada usuario.¹⁹⁸

Por último, cabe hacer presente que el cálculo del monto máximo del subsidio considera que el administrador del sistema de autogeneración cobra a los usuarios un cargo fijo similar al de la zona geográfica cercana (mencionada a propósito de la tarifa subsidiada en el párrafo 4.c de la Resolución), y por ello, no se considera el cargo fijo en la determinación del monto máximo del subsidio.

b) Respecto al subsidio a la reparación:

Para efectos de la Resolución Exenta N°38/2019, se entiende por reparación del sistema de autogeneración, cuando el desperfecto corresponde al recambio, arreglo o normalización, de uno o varios de sus componentes, y cuya reparación permite su continuidad de servicio.¹⁹⁹

Para la determinación de este subsidio, La DADS determina el monto del subsidio de acuerdo a la información contenida en el Formulario N°3. En este se deben detallar los daños que tiene el sistema actualmente, y las tareas, reposición de equipos, materiales y mano de obra que se requiera para la reposición. Además, deberá adjuntar al menos una cotización por reparación del o los sistemas.

¹⁹⁸ Ibid. Párrafo, 4 letra e)

¹⁹⁹ Ibid. Párrafo 4, letra g).

I. Consideraciones del sistema tarifario y subsidios a la operación y reparación

El sistema de tarifas de los sistemas de autogeneración puede responder a distintos parámetros que se toman en consideración al realizar el acuerdo entre los alcaldes respectivos y la empresa u organización comunitaria. Como estos sistemas son parte de programas de inversión, no hay una fórmula preestablecida respecto a los costos a cubrir o consideraciones que se debiera tener. Un tipo de tarifa es aquella que debe cubrir todos los costos que involucra la operación de un sistema de autogeneración eléctrica (por ejemplo, a un año de estimación como lo señala la Resolución N° 38 de 2019), sin embargo, este mecanismo puede estar muy lejos de la realidad de comunidades beneficiarias de un proyecto de autogeneración rural. En razón de lo anterior, los sistemas de autogeneración tienen que optar como solución a los subsidios a la operación a fin de cubrir dichos costos.

De acuerdo con la definición de sistema de autogeneración de energía eléctrica que establece la Resolución N° 38 de 2019 de la Subsecretaría de Energía, los subsidios a la operación y reparación podrían ser aplicables tanto a los sistemas tipo central como a los individuales. Ambos tipos de sistemas de autogeneración tienen una capacidad instalada de generación inferior a 1.500 kW, abastecen principalmente a viviendas. Sin embargo, la Resolución establece el subsidio para aquel "sistema de autogeneración" que cumple con dichas características, y no para un proyecto que puede involucrar más de un sistema de autogeneración, como son los individuales, pero que igualmente son administrados, de acuerdo al modelo de gestión implementado, por organizaciones comunitarias, empresas eléctricas o municipalidades. En este sentido, de acuerdo a la interpretación literal de dicha resolución, este subsidio sólo sería aplicable a los sistemas de tipo central y así a los proyectos de autogeneración de tipo individuales (por ejemplo, fotovoltaicos) que abastecen a una vivienda.

Uno de los problemas que se vislumbran, es que el monto destinado a subsidiar la operación de este tipo de sistemas, dependen del presupuesto que se fija por ley cada año para los proyectos regionales. En este sentido, se considera bastante vulnerable en cuanto a su disponibilidad ya que depende de la asignación para cada Región en cuestión, y de la susceptibilidad de cambios en los presupuestos que pueda sufrir de un año a otro. Esto finalmente puede influir directamente en la sustentabilidad de los proyectos en el tiempo.

En cuanto al subsidio a la operación, la tarifa final que puede cobrar el administrador del sistema (TS), se basa, en definitiva, en el precio que paga un cliente regulado. Incluso, presupone que el cargo fijo que se cobra al usuario final es similar a la tarifa regulada. El problema es que para el caso de los sistemas de autogeneración rural pueden estar muy lejos de los ingresos que puede tener una vivienda. Es así como se ha detectado que muchas de las familias que son beneficiarias de los tipos de proyectos de autogeneración rural son de tipo vulnerables que no contaban con acceso a la energía

eléctrica, dentro de ellas por el costo que podía involucrar el suministro mediante estos medios, utilizando otros alternativos.

Por su parte, si el hecho de que la fórmula de cálculo del monto máximo del subsidio a la operación solo considere el cargo variable a los consumidores, deja entrever que el subsidio solo considera la operación de sistemas de autogeneración tipo central, ya que en general estos tipos de sistemas son los que contemplan estos dos tipos de cargos y que los sistemas individuales generalmente son de tipo fijo.

En cuanto al subsidio a las reparaciones del sistema de autogeneración, debido al procedimiento de solicitud que este amerita, se vislumbra que este podría involucrar plazos muy extensos que pudieran sobrepasar el mérito de la reparación del daño en el que se pudiera vulnerar la sostenibilidad del sistema y con ello el suministro. Considerando, la presentación de cotizaciones, la evaluación de estas, y el procedimiento administrativo para que finalmente se destinen dichos recursos, puede ser una bandera de alerta atendiendo a la necesidad y emergencia que puede significar un daño a las instalaciones.

Por otro lado, en el caso que este tipo de subsidios se destinaran igualmente a los sistemas individuales de autogeneración, el problema anterior se agudizaría ya que los daños a los sistemas individuales se presentan evidentemente por separado, lo que significaría iniciar el proceso de solicitud de subsidio por cada sistema.

3.5.2. Diagnóstico de tarifas actuales de los proyectos de autogeneración rural bajo análisis

A continuación, se señalan los principales elementos que componen el modelo tarifario de los proyectos de autogeneración bajo análisis, a modo de establecer un diagnóstico de los principales problemas que se presentan en la práctica y así dilucidar posibles modificaciones y/o agregaciones a la estructura de tarifas y subsidios existentes.

En la siguiente tabla se identifican los principales elementos respecto al sistema tarifario de cada proyecto, diferenciándose por tecnología. Dentro de estos se identifica: la tarifa acordada a cobrar, si esta ha sufrido cambios, el ajuste, costos a cubrir por medio de la tarifa, el esquema de gestión al cual está sometido el proyecto, la entidad a cargo del cobro, si esta efectivamente se cobra o no, y si se encuentra subsidiada

3.5.2.1. Proyectos de autogeneración independientes (fotovoltaicos)

Tabla 39 Proyectos de autogeneración rural independientes fotovoltaicos

Proyecto	Tarifa	Ajuste	Costos a cubrir	Esquema de Gestión	Entidad a cargo del cobro	Cobro	Subsidio
Empedrado	US\$ 9,33 (\$4.799 con un tipo de cambio 1US\$ = \$514,21)	----	Reinversiones, mantención de equipos, costos anuales de operación y administración, costo de las inversiones, y capital de trabajo. ²⁰⁰	Mixto	----	----	No

²⁰⁰ GEF. Esquema de Gestión, Proyecto: Instalación Sistemas Fotovoltaicos Diversos Sectores, Empedrado. Punto 4.6.1 letra e)

Proyecto	Tarifa	Ajuste	Costos a cubrir	Esquema de Gestión	Entidad a cargo del cobro	Cobro	Subsidio
Coyhaique	-----,	-----	Costos de Administración y Reinversión. *Cuota de mantención de 200.000 *Subsidio para la mantención	Mixto	Municipalidad	No	No
Corral	\$12.000 Finalmente se pagó \$4.000	Ajuste anual según IPC acumulado	Operación y Mantención	Mixto	Cooperativa	No	No
Isla Huapi	Acordada: \$1.000 cargo fijo. \$70 por cada kWh Práctica: Tarifa fija: \$3.000 Se cambió por falta de medidor.	Facultativo del Comité: anualmente considerando los gastos efectivamente realizados en el año e IPC.	Reparaciones menores y reemplazo de componentes por caso fortuito.	Mixto	Comité	Si	No

Proyecto	Tarifa	Ajuste	Costos a cubrir	Esquema de Gestión	Entidad a cargo del cobro	Cobro	Subsidio
Alto Biobío	\$5.000 mensual	---	Cubrir los gastos de mantenimiento, sueldo de técnico supervisor capacitado en sistemas fotovoltaicos, traslados, etc.	Mixto	Municipalidad (designación de un Administrador)	No	No

*Se hace presente que los proyectos de Empedrado no se encuentran funcionando razón por la cual resulta evidente el no cobro de la tarifa.

De los proyectos fotovoltaicos individuales bajo análisis²⁰¹, se detectó que todos se encuentran bajo un esquema de gestión mixto. Las tarifas fluctúan entre los \$3.000 a \$12.000 pesos chilenos, sin embargo, a excepción de Isla Huapi todos los demás proyectos no cobran tarifa ni están sujetos a subsidio.

De los cinco proyectos expuestos, cuatro contemplaron dentro de los costos a cubrir mediante el monto de la tarifa los costos de mantención de equipos, costos de operación y administración, además de los costos de reinversiones e inversiones. Solo en el caso del proyecto "Sistemas Tres Chiflones" ("Corral") se estipula en el contrato que la tarifa cubrirá los costos de operación y mantención, sin perjuicio de que es la tarifa con el monto más alto de todos los proyectos.

De acuerdo con lo señalado en la sección 4, dentro de las razones por las cuales no se cobra la tarifa:

- La entidad a cargo de la administración ya sea la Municipalidad o la Cooperativa, deja de cumplir su función como administrador por lo que no cobra la tarifa, y por ende, ésta tampoco se somete al reajuste acordado.²⁰²
- La organización comunitaria deja de funcionar.²⁰³
- Cambio del sistema de tarifa de variable a fija por falta de operadores que midan el consumo energético.

Como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones de cobro, en general los proyectos no cuentan con los fondos suficientes para el recambio de equipos ni reinversión del sistema de autogeneración. Asimismo, se detectaron problemas de tipo administrativos para la autorización de egresos con el objeto de reparaciones de equipos.

3.5.2.2. Sistema de autogeneración tipo micro central (hidroeléctrica)

Tabla 40 Proyectos de autogeneración rural hidroeléctricos

Proyecto	Tarifa	Ajuste	Costos a cubrir	Esquema de gestión	Entidad a cargo del cobro	Cobro	Subsidio
Colbún	Básica (0-2,5 kW de potencia) Carga Fijo: 1.500; Carga Variable: 80 kWh	Anual según IPC.	Costos de operación y mantención del sistema	Mixto	Comité	No	No

²⁰¹ Se tomaron en consideración para el análisis solamente los proyectos que contaban con contrato tarifario

²⁰² Este es el caso de Coyhaique y Corral

²⁰³ Este es el caso de Corral.

Proyecto	Tarifa	Ajuste	Costos a cubrir	Esquema de gestión	Entidad a cargo del cobro	Cobro	Subsidio
	Especial (2,5-: Cargo Fijo 2.000; Cargo Variable: 80 kWh						

El proyecto Micro central Hidroeléctrica de El Melado, comuna de Colbún ("Colbún"), presenta una tarifa variable que debiera cubrir los costos de operación y mantención del sistema. No obstante, la tarifa no se cobra por el Comité a cargo de la administración. Tampoco este sistema tiene un subsidio a la operación.

Las razones por la que no se cobra la tarifa es por problemas administrativos. El comité no se encuentra vigente, no obstante, mientras sí lo estaba, tampoco realizó las contrataciones para la mantención y operación del sistema. En consecuencia, el sistema de autogeneración no cuenta con ningún tipo de ingresos.

3.5.2.3. Sistema de autogeneración tipo central Eólico-Diésel

Tabla 41 Proyectos de autogeneración rural eólico-diésel

Proyecto	Tarifa	Costos a cubrir	Ajuste	Esquema de gestión	Entidad a cargo del cobro	Cobro	Subsidios
Isla Deserto	- Cargo fijo - Cargo por consumo consumo energía con origen renovable y consumo de energía de origen fósil (agrega componente de consumo de combustible).	El cargo por consumo debe recuperar: a) costos de mantención, operación y administración, de los sistemas de generación y distribución. b) Costos de operación y mantenimiento de sistema de transporte y almacenamiento de combustible. c) Costos financieros d) Rentabilidad sobre el capital de trabajo inmovilizado del proyecto. Cargo fijo: Remuneraciones, administración, mantenimiento y reinversiones.	Reajuste mensual de acuerdo a: IPC, precio del combustible, disponibilidad de energía renovable, consumo de energía, índice de precios al por mayor para productos importados.	Privado	Empresa	Sí	Al consumo y la operación. * 90% Subvención del Estado y empresas particulares de telefonía+ 10% Beneficiario

El proyecto “Habilitación Energía Eléctrica Isla Desertores Provincia de Palena” (“Isla Desertores”) es uno de los pocos proyectos en que se cobra la tarifa acordada. Esta se cobra por la empresa operadora ya que se lleva a cabo por un esquema de gestión privado.

Asimismo, es la única que tiene un subsidio a la operación. Este es pagado mensualmente por el Gobierno Regional de Los Lagos directamente a la empresa operadora. Se paga por consumos devengados y efectivamente facturados.

El acuerdo señala que el sistema tarifario debe considerar:

- a) Nivel de ingresos para recuperar costos y sea sustentable en el período de operación del proyecto (20 años para la generación híbrida y 30 años para la red de distribución eléctrica).
- b) Fijación de estructura de tarifas (número y formato de distintas tarifas que serán aplicables a los consumidores).
- c) Tarifas comunes a toda la isla.
- d) Definir tarifa similar a los clientes regulados por concepto de suministro de energía eléctrica de la Región (bajo subsidio).
- e) Fijar la tarifa real, esto es que refleje los costos de operación y mantenimiento, garantizando la sustentabilidad del sistema.

La tarifa subsidiada es equivalente a tarifa que paga un cliente regulado tipo BT1 del área típica de mayor ruralidad. El subsidio tiene un tope de consumo equivalente a un consumo de 100 kWh mensuales. En caso de sobrepasar dicho tope, el beneficiario debe pagar la diferencia sobre el tope de consumo a tarifa T_ renovable o T_ fósil según corresponda.

En el sistema tipo central “Isla Desertores”, el operador, debe hacerse cargo de la operación de las plantas de generación, los sistemas de control, los sistemas de almacenamiento de energía y de combustible. Además, debe operar la red de distribución y de aplicar el mantenimiento preventivo y correctivo de la red de distribución y las plantas de generación. Por último, los costos de recambio de instalaciones y de reinversión son parte de los costos de operación y mantención.

El acuerdo señala que falla o deterioro de alguno de los componentes principales de los sistemas de generación por incidentes de fuerza mayor y que no sean de responsabilidad directa de la empresa operadora, y que su reposición comprometa ingresos y flujos futuros de la empresa y con ello la sustentabilidad económica del proyecto, puede solicitar apoyo al Gobierno Regional para la cooperación de fondos para la reposición de dichos componentes (se interpreta que se refiere al subsidio a la reparación mencionado anteriormente). No obstante, durante el período de la reposición, la empresa previa solicitud y acuerdo del Gobierno Regional, puede modificar los factores que conformen el sistema tarifario vigente, de forma que no comprometa la sustentabilidad económica del proyecto ni de la empresa operadora.

3.5.2.4. *Consideraciones respecto a la administración y cobro de tarifas de los proyectos bajo análisis*

De la información recaudada se puede establecer lo siguiente:

- La mayoría de los proyectos no se cobra ni se paga la tarifa acordada por problemas de administración, en general, la entidad a cargo de la administración no cumple con dichas obligaciones.
- El incumplimiento del pago, en su mayoría, no se debe a que los montos a pagar sean elevados, sino a problemas por falta de suministro, incumplimiento en la función de cobro, desinformación respecto de la entidad a pagar, entre otras.
- En los casos que la tarifa se estimó que era muy alta (\$12.000 pesos mensuales), la tarifa fue rebajada a más de la mitad.
- Otro problema detectado, fueron problemas para la medición de consumos energéticos, razón por la cual las tarifas pasaron a ser tarifas fijas.
- Los reajustes no se llevan a cabo, porque principalmente, las tarifas no se pagan.
- En su mayoría los proyectos no tienen suficientes ingresos para realizar los recambios de equipos y tampoco la reinversión del proyecto.

El único proyecto que se vislumbra como posible a realizar las mantenciones y recambios, y en general, cubrir todos los costos asociados a la operación del proyecto, es el caso de Islas Desertores que se gestiona bajo un sistema privado y con subsidios a la operación y reparación.

3.5.3. *Propuestas de modificaciones en el sistema de tarifas y subsidios de los sistemas de autogeneración rural*

Ante el análisis de estructuras tarifarias existentes para los distintos tipos de usuarios considerando aquella de sistemas de autogeneración, y el diagnóstico e identificación de falencias en el sistema de tarifas de los proyectos de autogeneración rural bajo análisis, se hacen las siguientes recomendaciones de modificación tanto a los mecanismos de determinación de tarifas como al régimen de subsidios a la operación.

- Precios accesibles acorde a la realidad de los beneficiarios.

Como las tarifas para este tipo de proyectos son acordadas entre el administrador y la Municipalidad o en su caso el Gobierno Regional, la tarifa siempre debiera estar en línea con los objetivos que hay detrás de las políticas de electrificación rural, como son asegurar el acceso a la energía para aquellas familias en situación de vulnerabilidad, garantizando la seguridad y eficiencia.

El actual sistema pone el principal foco en los costos de operación de los sistemas, incluyendo no solo la mantención, sino que también aquellos de recambio y de reinversión. Además, en distintos sistemas la tarifa tiene la intención de acercarse a las tarifas reguladas de las zonas aledañas. Sin embargo, esta fórmula en el corto plazo trae inconvenientes porque su monto es de tal magnitud que no puede ser pagado por los beneficiarios, teniendo que rebajarse.

En razón de lo anterior, el sistema debe tener como uno de los ejes principales, tomar en cuente el ingreso de las familias beneficiarias de estos proyectos. Por su parte, ante una eventual normativa que establezca lineamientos de promoción de proyectos de autogeneración, esta debiera entregar los parámetros a considerar en los acuerdos, como es el ingreso mensual que tienen las familias beneficiarias de los proyectos.

- Concientización de parte de la comunidad respecto al pago de la tarifa

El acuerdo de suministro en que se contiene el monto de la tarifa no puede solo ser tomado entre los actores del contrato. La comunidad beneficiaria debe ser parte de dicho acuerdo y con ellos llevarse a cabo un proceso de concientización respecto de los objetivos de la tarifa a pagar. De esta forma la responsabilidad de la efectividad de los ingresos no solo debe estar en el cobro sino también de la voluntad de los beneficiarios.

Un ejemplo de esto fue el caso de Isla Huapi en que la comunidad fue parte del proceso de acuerdo, y esta misma estuvo de acuerdo con el monto final a pagar. Asimismo, se instruyó a la misma respecto del objeto del pago produciéndose así una mayor cercanía de la comunidad con el proyecto.

- Tarifa fija para sistemas fotovoltaicos

En el caso de los sistemas de autogeneración rural de tipo fotovoltaicos se recomienda establecer una tarifa fija, en razón de la dificultad de medición del consumo energético de los beneficiarios. Esto mitiga los costos administrativos ya que no se hace necesario contar con equipos medidos u operadores que deban fiscalizar y reportar los consumos.

Por su parte, se evidenció que las comunidades manifiestan un cierto rechazo al pago de una tarifa variable, en razón del recurso energético y que los costos de operación son más bien bajos. En este sentido la tarifa fija debiera cubrir los costos de administración y de mantención.

- Costos a cubrir por parte de la tarifa de los sistemas fotovoltaicos

Debido al bajo monto de las tarifas se recomienda que los ingresos recaudados por ésta solo se destinen a cubrir los costos de operación, administración y mantención. Los costos de recambio de equipos y reinversión debieran ser sustentados mediante subsidios.

Es así como, por ejemplo, en el caso de los sistemas tipo central, los administradores deben cubrir todos los costos, no obstante, estos pueden optar por subsidios a la operación y reparación.

- Subsidios basados en la tarificación de la autogeneración rural

Llama la atención que la forma de determinación de la tarifa subsidiada se realice basándose en el sistema de tarificación a clientes regulados. El problema es que, al acercar los clientes de sistemas de autogeneración rural, pueden estar muy lejos de la capacidad de pago de los otros. En este sentido, el subsidio debiera tener un enfoque de ruralidad y vulnerabilidad propio de estos sistemas.

- Subsidios a la reparación de sistemas individuales

De acuerdo a la interpretación literal de la resolución de la Subsecretaría de Energía que determina el mecanismo de otorgamiento de subsidios, los sistemas individuales, por ejemplo, fotovoltaicos, no estarían incluidos en el subsidio a la operación y/o reparación. Lo grave es que, ante el daño o deterioro, efectivamente se pone en riesgo la sustentabilidad ya que la administración tampoco cuenta con ingresos suficientes para la reparación o recambio de equipos, asimismo, presentan problemas de administración para autorización de egresos destinados a estas actividades.

Es por esto que los subsidios para este tipo de actividades resultan completamente necesarios para la sustentabilidad del proyecto, pero deben otorgarse de tal forma que puedan responder a las necesidades en tiempo y calidad a un servicio que generalmente se encuentra paralizado ante esta falta de reparación.

- Agilidad en los procedimientos de otorgamiento de subsidios

Si bien el mecanismo de otorgamiento de subsidios para este tipo de sistemas funciona hace años, es importante tener en cuenta la agilización de la tramitación de estos para su obtención, sobre todo en la reparación.

Es por esto que, no puede dejar de considerarse la posibilidad de contar con un Fondo de Electrificación Rural que pueda ser administrado por un ente coordinador y así, se pueda no solo agilizar la tramitación de estos mismos, sino que también evitar que los fondos dependan de los presupuestos anuales que se destinan a dichos proyectos.

4. Modelo de gestión

En la presente sección se analizan los modelos de gestión de cada uno de los proyectos de autogeneración, considerando los hallazgos recopilados en terreno en cuanto a la situación actual de la administración, operación y mantención de los sistemas. Esto en comparación con la información caracterizada en la evaluación Ex Ante.

En primer lugar, para tener una imagen general de los modelos de gestión se realiza una descripción detallada sobre los compromisos acordados entre los distintos actores involucrados en el proyecto. Posteriormente se explican cuáles son las funciones y responsabilidades de cada uno de ellos. Luego, se presenta un diagrama de flujo que muestra las diferentes etapas que componen la formulación, implementación y modelo de gestión, considerando las responsabilidades y funciones que tienen cada uno de los actores implicados en el proyecto.

Para finalizar, se analizan las descripciones en base a una comparativa entre el modelo de gestión acordado y el actual, teniendo en cuenta ítems como beneficiarios, sistema de electrificación, administración del proyecto, operación y mantención, reinversión de equipos, entre otros. Teniendo ya una visión completa sobre los modelos de gestión de cada proyecto se procede a analizar el nivel de cumplimiento de los compromisos acordados, generando así un porcentaje general del desempeño para cada sistema de autogeneración.

Adicionalmente al estudio de las diferencias que se encontraron entre lo acordado y lo que realmente está ocurriendo en cada administración, es relevante la identificación de aspectos que no fueron considerados en el diseño teórico de los proyectos y que los beneficiarios y/o comité pusieron en práctica y que han sido beneficiosos para el buen funcionamiento de los sistemas. Es por esto que se presenta una explicación y tabla resumen con los factores influyentes en el éxito para cada proyecto.

Por último, para concluir el apartado, se realizan para cada proyecto una propuesta con los aspectos a mejorar y fortalecer, teniendo en cuenta tanto la información teórica y el levantamiento en terreno. Para esto se identifica primero la brecha que se debe abordar proponiendo una solución con su respectivo plazo de implementación, actividades para su desarrollo, recursos necesarios y los actores involucrados. Además, se proponen como forma de subsanación de las brechas identificadas propuestas de modelos de gestión que permitan estandarizar de alguna forma la elección de los esquemas administrativos según el tipo de sistema que se desee formular.

4.1. Descripción y análisis de los modelos de gestión que aplica a los proyectos seleccionados

Un factor importante dentro del éxito de cualquier proyecto es plantear un buen modelo de gestión que permita tener una guía sobre cómo manejar la administración, operación y mantenimiento de los sistemas de autogeneración. Además de respaldar los compromisos que toma cada parte respecto al funcionamiento del proyecto.

Entonces para poder comprender de mejor manera cuales fueron las directrices que se identificaron para cada uno de los proyectos, se explicarán en los siguientes apartados primero una descripción de cada uno de los modelos de gestión; posteriormente se estudiará el nivel de cumplimiento en la realidad de los modelos de gestión propuestos; para finalmente cerrar la sección con un análisis de brechas que relacionará los niveles de cumplimiento de cada ítem importante identificado, permitiendo así generar una comparación entre proyectos.

4.1.1. Descripción sobre la operativa de la gestión y administración

Para poder abordar cada modelo de gestión se consideró la información inicial con la que se contaba, tomando en cuenta tanto la enviada en un comienzo por el Ministerio de Desarrollo Social y Familia como la levantada en los distintos anexos generados durante toda la evaluación Ex Post que se ha realizado.

En base a esto se realizó una descripción detallada que comprende a los beneficiarios y su ubicación, las responsabilidades de los distintos actores involucrados en la administración y operación de los sistemas, y el sistema de electrificación seleccionado. Además, como complemento a dicha descripción se presenta un diagrama de flujo que explica desde la etapa de la detección de la problemática hasta el modelo de gestión actual que utiliza el proyecto.

Finalizando la descripción se muestra un cuadro comparativo entre el modelo de gestión acordado y el actual, considerando ítems como beneficiarios, sistema de electrificación, administración, operación y mantención, acuerdos tarifarios, entre otros.

Toda la información antes descrita se encuentra desglosada por proyecto en la carpeta **Anexo 3.a - Caracterización Modelos de Gestión.**

4.1.2. Análisis de los modelos de gestión

Una vez recopilados los antecedentes de acuerdo con los compromisos que asumió cada parte que compone la administración de los proyectos. Información que se puede encontrar detallada dentro de la carpeta **Anexo 3.a - Caracterización Modelos de Gestión** separado por proyecto.

Se procede a analizar el nivel de cumplimiento de los compromisos que se pactaron en cada modelo de gestión. Para poder estudiar esto, primero se agrupó cada compromiso según el ítem específico al cual hacía referencia como servicio, operación y mantenimiento, reinversión y cambio de componentes, entre otros. Luego se identificó bajo una calificación de "Sí" o "No" al cumplimiento de dicho compromiso, es decir, si el compromiso en la actualidad se realiza se le considera como un "Sí" en caso contrario aplica "No". Cabe mencionar que para la asignación de la calificación se utilizara la información levantada durante las visitas a terreno y lo recopilado en las entrevistas a los actores claves.

Después de identificar las calificaciones por compromiso se obtuvo un porcentaje total de cumplimiento por ítems, relacionando la cantidad total de "Sí" con el número total de compromisos. Con este porcentaje se logra evidenciar el desempeño general del modelo de gestión.

A modo de complemento de porqué hay compromisos que no se cumplen se añade una columna dedicada a las observaciones que se recogieron en terreno sobre la situación de los proyectos

A continuación, se presenta el desglose proyecto por proyecto.

Sistema de electrificación fotovoltaica – Alto Biobío

Tabla 42 Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Alto Biobío

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Servicio	Debe electrificar a 120 viviendas.	Sí	100%	
Operación y mantenimiento	Con los recursos recolectados se realizarán mantenciones y revisiones preventivas trimestral, semestral o anual.	No	0%	Luego de la puesta en marcha del proyecto no se ha vuelto a capacitar a los usuarios en cuanto a la operación del sistema
	Capacitación en la operación del sistema para garantizar buen funcionamiento.	No		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
	La empresa ejecutora de las obras debe confeccionar un programa de mantención correctiva eficiente.	No		- No se confeccionó ningún programa de mantenimiento correctivo por parte de la empresa ejecutora - No hay ningún registro sobre mantención de los sistemas
	El administrador debe llevar un registro histórico de mantención	No		
Reinversión y cambio de componentes	El alcalde gestionara los recursos cuando corresponda	Sí	100%	
Tarifas	Los usuarios deben pagar \$5.000 mensuales	No	0%	Los usuarios no pagan ninguna tarifa.
Administración	La duración de administrador es de 10 años	Sí	50%	No existe un programa de mantención preventiva. Actualmente solo se realizan mantenciones correctivas cuando los facilitadores levantan las alertas.
	El administrador supervisara el programa de mantención preventiva	No		
Fiscalización	La municipalidad es la encargada como administrador de supervisar el cumplimiento de instalaciones y mantenciones	No	0%	No hay una fiscalización por parte de la municipalidad. Ellos se encargan solamente de gestionar mantenciones para solución de inconvenientes técnicos.
Precios y reajustabilidad	Es tarifa plana de pago	Sí	100%	
Propiedad	Los paneles son propiedad de Alto Biobío con duración de 10 años.	Sí	100%	

% global	42%
----------	-----

Bajo estos aleros hasta el momento se está cumpliendo un 42% de lo comprometido de forma global en el modelo de gestión. Esto puede deberse principalmente a ámbitos como administración o fiscalización que no se están respetando según el compromiso inicial dando como resultado en ambas categorías un porcentaje de 0%. Por otra parte, también existen ítems como propiedad que se están ejecutando de manera regular obteniendo un valor de 100% de cumplimiento.

Construcción de sistemas fotovoltaico – Coyhaique

Tabla 43. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Coyhaique

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Servicio	La operación del sistema radicará en la Municipalidad de Coyhaique	No	0%	La municipalidad no ejerce el papel de operador del sistema.
Operación y mantención	Cada 4 años cambio de baterías y mantención general	No	0%	- El proyecto todavía no cumple los 4 años, pero según lo analizado en terreno, el comité llevaba dos años sin operar por lo que no se habían realizado las gestiones para el recambio de los equipos - La municipalidad no se encuentra ejerciendo su papel como ente administrador, por lo que no se han hecho gestiones en cuanto a mantención - El proyecto hasta el momento cuenta con 3 años de implementación, por ende, la municipalidad no ha planificado mantenciones correctivas todavía. Pero según lo visto en
	Municipalidad deberá contratar a empresa para el mantenimiento	No		
	Municipalidad deberá realizar mantenciones correctivas entre periodos de los 4 años	No		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
				terreno, la municipalidad no se ha pronunciado sobre esto con el comité
Reinversión y cambio de componentes	A costo de la Municipalidad	No	0%	La municipalidad no ha realizado ninguna reinversión ni cambio de componentes.
Tarifas	Los usuarios serán incluidos en una estructura tarifaria	No	0%	Los usuarios no realizan pagos por el suministro eléctrico.
Administración	Contrato deberá tener una duración determinada	No	0%	Según el levantamiento de información, no hay conocimiento ni cumplimiento del contrato en cuanto a administración.
Fiscalización	Organización comunitaria deberá rendir cuentas posteriores a reemplazo de equipos a los Usuarios	No	0%	El comité no se encuentra vigente, por lo tanto, no existe ninguna fiscalización.
Precios y reajustabilidad	Deberán quedar establecidos en contrato	No	0%	Los usuarios no pagan ninguna tarifa, tampoco hay reajustabilidad.
Propiedad	Podrán ser traspasadas desde el Gobierno regional	Si	100%	

% global	10%
----------	-----

El proyecto de San Miguel en Coyhaique presenta un nivel global de desempeño bastante bajo, llegando solo al 10% de cumplimiento. Esto se debe principalmente a problemas de comunicación, coordinación y de acceso, ya que en primer lugar el proyecto no cuenta con un comité vigente lo que genera que no existe fiscalización ni cobro de tarifas; al cobro de tarifas se debe añadir que la dispersión de las viviendas dificulta también la logística para realizar los pagos de los usuarios. Segundo, la municipalidad no ha estado lo suficientemente presente ejerciendo su papel como ente administrativo de la operación y mantención de los sistemas, según lo visto en terreno se puede inferir que esto se debe a que como el comité no se encuentra operativo no ha levantado las alertas sobre el recambio de equipos ni la municipalidad ha estado presente debido a las

condiciones sanitarias del país que hicieron más compleja la comunicación con los usuarios.

Igualmente, es importante mencionar que, aunque el modelo de gestión presente un nivel de cumplimiento bajo, las autoridades del Gobierno Regional de Aysén se encuentran realizando los esfuerzos para movilizar la reinversión de los componentes que próximamente cumplirán su vida útil (baterías). También el comité se encuentra reactivando sus funciones para generar mecanismos de comunicación entre beneficiarios y entidades públicas.

Habilitación de energía eléctrica fotovoltaica – Corral

Tabla 44. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Corral

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Servicio	La Cooperativa se compromete a administrar y mantener los SSFV	Si	50%	Se estipuló la renovación del contrato entre la municipalidad y la cooperativa cada 4 años, dicha renovación no se ha hecho efectiva.
	Duración de 4 años	No		
Operación y mantención	Mantención efectuada por operadores contratados y supervisados por la Cooperativa	Si	50%	- La cooperativa actualmente no se encuentra operativa, por ende, no se están realizando suspensiones temporales por mantenciones - La municipalidad no ha dado apoyo sobre asistencia técnica adecuada a la cooperativa
	Gasto a cargo de la Cooperativa	Si		
	Cooperativa deberá informar suspensiones temporales para mantenimiento o reparaciones	No		
	La Municipalidad deberá recomendar asistencia técnica adecuada	No		
Reinversión y cambio de componentes	No hay información	No	0%	Hasta el momento no se ha realizado ninguna reinversión o recambio de componente por parte de la administración (cooperativa).
	No hay información	No		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Tarifas	Multa de \$2000 por meses de atraso de pago del beneficiario	No	33%	- La cooperativa no ha aplicado multas a los beneficiarios por retraso en los pagos - En la actualidad no se realizan pagos, ya que la cooperativa dejó de funcionar. En el tiempo que se realizaron cobros el cargo era de \$4.000
	La Cooperativa es responsable de los cobros	Si		
	Cargo fijo mensual \$12.000	No		
Administración	La Cooperativa deberá mantener un libro de anotaciones y reclamos	Si	50%	- La municipalidad no participa en la administración de los fondos, solamente la cooperativa manejaba los fondos - Poseen una cuenta donde tienen sus recursos, pero no se han realizado movimientos por reinversión de equipos
	Administración de fondos responsabilidad de la Municipalidad en conjunto con la Cooperativa	No		
	Cuenta para movimientos de recursos	No		
	La Cooperativa deberá mantener un libro de contabilidad	Si		
Fiscalización	La Cooperativa debe formar una comisión de fiscalización para aprobar egresos	No	0%	- No se formalizó ninguna comisión de fiscalización, ni tampoco se han realizado egresos de fondos - Al no haber comisión no se presentan resultados sobre fiscalización
	la Comisión debe presentar resultados de fiscalización	No		
Precios y reajustabilidad	Ajuste anual según IPC acumulado	No	0%	Cuando la cooperativa se encontraba vigente y realizaba cobros por tarifa no ajustaba dicho cobro según IPC, era un cobro fijo.

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Propiedad	De la Cooperativa una vez entregado en comodato por la Municipalidad	Si	100%	

% global	37%
----------	-----

El proyecto de Tres Chiflones ubicado en la comuna de Corral cuenta con una tasa global de desempeño del 37%, ya que presenta problemas en ámbitos de operación y mantención de los sistemas, y reinversión de equipos; además de incumplimiento en ítems de fiscalización y cobro a los usuarios.

Entonces como se puede apreciar compromisos pactados en un comienzo para la administración, operación y mantención de los sistemas no se han cumplido en la actualidad. En el caso de Tres Chiflones la cooperativa en un principio funciono como se esperaba, pero por problemas de asesoramiento y recursos no logro perdurar en el tiempo, por ende, en estos momentos no se encuentra vigente y el proyecto no cuenta con mantenciones preventivas y/o correctivas, ni con reinversión de equipos.

Micro centrales hidroeléctricas – Colbún

Tabla 45. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Colbún

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Servicio	EL COMITÉ, se compromete a operar y mantener el sistema de generación hidroeléctrico	Si	100%	
Operación y mantención	La operación y mantención del sistema eléctrico será efectuadas por operadores pertenecientes a la localidad contratados y supervisados por el COMITÉ	No	60%	- El comité no se encuentra vigente y cuando lo estaba no realizo contrataciones para mantención u operación del sistema - No se mantiene ningún libro de anotaciones o reclamos que permita al usuario notificar reclamos
	EL COMITÉ será responsable de la seguridad contra hurto, intromisiones y prevención de accidentes.	Si		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
	EL COMITÉ tendrá la responsabilidad de informar, cuando sea necesario, de las suspensiones temporales de servicio eléctrico en alguna parte o la totalidad de la red para efectuar el mantenimiento	Si		
	EL COMITÉ deberá mantener un libro de anotaciones y reclamos en la casa de máquinas del operador para que el USUARIO notifique cualquier desperfecto	No		
	LA MUNICIPALIDAD podrá recomendar al COMITÉ la asistencia técnica más adecuada para el correcto mantenimiento del sistema.	Si		
Reinversión y cambio de componentes	COMITÉ deberá tomar todos los resguardos necesarios para evitar daños a las instalaciones a consecuencia de caídas de árboles, lluvias, avenidas, etc.	Si	100%	
Tarifas	En caso de no pago se puede presentar multas de \$500 por cada mes	No	0%	No se cobra una tarifa, por lo tanto, tampoco se presentan multas por no pago.
	LOS USUARIOS conectados al sistema serán incluidos en una estructura tarifaria que se comprometerán a pagar,	No		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Administración	La administración de fondos obtenidos por tarifas serán responsabilidad de la municipalidad junto con el comité	No	33%	- No existen fondos, por ende, no son administrados ni por la municipalidad ni el comité - No hay ninguna notificación sobre el consumo eléctrico, ni se realiza cobro por el suministro
	La notificación de consumo de energía eléctrica y cuentas por pagar se efectuará el primer día lunes de cada mes a todos los USUARIOS mediante boletas de pago.	No		
	EL COMITÉ deberá mantener actualizado un libro de contabilidad de registros de ingresos y pagos de las recaudaciones	Si		
Fiscalización	COMITÉ formará una comisión de fiscalización formado por el presidente de la junta de vecinos del Mally y Quebrada Medina,	No	0%	Según la información levantada en terreno no existe ninguna comisión de fiscalización.
Precios y reajustabilidad	Los precios incluidos en el siguiente contrato se reajustarán anualmente, el primer día de cada año, de acuerdo con la variación que hubiese experimentado el índice de precios al consumidor (IPC) durante los 12 meses acumulados del último reajuste	No	0%	No hay reajuste de precios en cuanto a tarifas, ya que no se cobra por el suministro
Propiedad	La instalación interior y empalme son de propiedad de cada USUARIO son de propiedad del COMITÉ	Si	100%	

% global	47%
----------	-----

En el caso de Colbún existen tres ítems que no logran sobrepasar el 50% de cumplimiento lo que es bastante relevante y preocupante, además dichos apartados tienen que ver con la administración, fiscalización y el reajuste de los precios.

En temas administrativos el comité de El Melado no se encuentra vigente desde hace algunos años y eso repercute directamente en la dificultad que tienen para organizarse y comunicarse con las entidades públicas pertinentes, he ahí el porqué del porcentaje tan bajo en temas administrativos. En cuanto a la fiscalización y el reajuste de precio, ambos en la práctica no ocurren.

De la información levantada durante la visita a terreno se puede decir que el porcentaje de desempeño global en el caso del modelo de gestión del Melado es de un 47%.

Sistema fotovoltaico domiciliario – Futrono

Tabla 46. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Isla Huapi

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Servicio	El Comité se compromete a administrar, mantener y reparar los SSFV	Si	100%	
	acuerdo de administración del comité con duración de 10 años	Si		
Operación y mantención	El comité deberá contratar los operarios, técnicos para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas	Si	33%	- Por el momento no se han contratado nuevos operarios por parte del comité para temas de mantención, ya que los sistemas aún están en garantía por parte de la empresa privada, así que ellos son los encargados de enviar técnicos cuando hay fallas. - No se han realizado ningún cambio de equipos por parte del comité, ya que siguen en garantía de la empresa privada
	El entrenamiento de nuevos operarios contratados es responsabilidad del comité	No		
	El comité deberá contratar empresas de representación oficial de marcas si eso permite mantener vigentes garantías de equipos	No		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Reinversión y cambio de componentes	Por daños fortuitos con cargo a los fondos recaudados por cobros de consumo	No	50%	Existen paneles con daños fortuitos por parte de los usuarios, pero el comité no ha utilizado los fondos para su recambio
	La Municipalidad deberá desarrollar proyectos de recambio cuando los equipos cumplan vida útil y de gestionar la obtención de dichos fondos	Si		
Tarifas	El comité será el encargado de recaudar mensualmente los pagos	Si	67%	No existen operarios contratados por el momento que tomen lectura de los consumos eléctricos
	Los operarios contratados deberán tomar lectura bimestral	No		
	El comité tendrá un libro de registro de cobros y pagos mensuales y guardarse por plazo de 5 años	Si		
Administración	Es de exclusiva responsabilidad del comité y podrá solicitar asesoría a la Municipalidad	Si	100%	
	El comité es responsable de la seguridad y prevención de daños del sistema	Si		
	El comité deberá contratar un profesional contador para ser asesorado	Si		
	Deberá mantener un libro contable actualizado y respaldos de boletas, facturas, liquidaciones de sueldo, etc.	Si		
	Deberá mantener una cuenta bancaria a nombre del Comité	Si		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Fiscalización	Comité formará una comisión de fiscalización para aprobación de egresos y revisión de informe de auditoría de contador	No	0%	No existe una comisión de fiscalización ya que el comité no cobra multas ni ha realizado egresos de fondos
Precios y reajustabilidad	Cargo fijo \$1000 más \$70 por kWh, mensual	No	0%	La tarifa de cobro es fija y no sufre reajustes por IPC
	Podrá ser ajustada anual por comité en asamblea considerando gastos año anterior más IPC	No		
Propiedad	Propiedad de la Municipalidad transferidos en comodato al Comité	Si	50%	Existen sistemas en desuso, pero el comité no lo ha resignado ya que el beneficiario paga su cuota fija por consumo eléctrico
	Sistema en desuso por traslado, muerte o renuncia, el comité podrá reasignarlo	No		

% global	60%
----------	-----

Isla Huapi es considerada en temas de gestión uno de los proyectos más exitosos teniendo un porcentaje global de desempeño del 60% lo que coincide con lo visto en terreno durante las visitas a la comunidad.

De los ítems que tienen un bajo porcentaje de cumplimiento se da principalmente por lo siguiente, en el caso de la operación y mantención, los sistemas aun no dejan de estar en garantía de la empresa privada que hizo la instalación por lo que el comité no tiene todavía las facultades para ser completamente autónomo y manejar sus mantenciones preventivas o decidir sobre la operación de los sistemas.

En cuanto al tema de la fiscalización, esto no se cumple porque el comité cuenta con un contador auditor desde hace poco tiempo y recién se están adaptando a todos los requerimientos contables que deben cumplir, por lo tanto, se encuentran en proceso de adaptación.

Por último, el reajuste en los precios no aplica ya que por decisión de la comunidad la tarifa que se cobra es fija y solo varia si es que ellos mismos lo deciden mediante reuniones.

Sistema de generación híbrido Eólico-Diesel – Islas del archipiélago Desertores

Tabla 47. Porcentaje de cumplimiento de los puntos en el sistema de gestión – Islas Desertores

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Servicio	La empresa será responsable de operar los sistemas de generación híbrido Eólico-Diesel.	Sí	67%	El sistema híbrido presenta fallas recurrentes, según lo conversado con la empresa las centrales ya deben tener recambio de equipos, es por esto que no se cumple lo de asegurar el suministro 24 horas y 365 días del año.
	La empresa es responsable de operar la red de distribución y aplicar el programa de mantención.	Sí		
	La empresa deberá suministrar energía y potencia eléctrica que demanden los residentes las 24 horas y los 365 días del año.	No		
Operación y mantención	La empresa puede suspender el servicio en alguna parte de la red, por concepto de mantención con aviso de 24 horas de anticipación	No	60%	- La suspensión del servicio se da principalmente por fallas repentinas, por ende, no hay aviso con 24 horas de anticipación - No hay servicio al cliente por parte de la empresa
	La empresa deber tomar la lectura de medidores, repartir las boletas y explicitar el consumo.	Sí		
	La empresa puede conectar y desconectar gente dependiendo de las solicitudes y la factibilidad técnica	Sí		
	Debe disponer de servicio al cliente.	No		
	La empresa debe realizar el servicio de alumbrado público a petición de la municipalidad	Sí		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Reinversión y cambio de componentes	En caso de que un elemento falle antes de la vida útil, deberá ser reparado o reemplazado inmediatamente por el operador.	Sí	100%	
	Dentro del marco del programa de mantención las reinversiones serán a costo del operador.	Sí		
	En caso de incidente de fuerza mayor el GORE aportará con cooperación de fondos.	Sí		
Tarifas	La tarifa será común para todas las islas.	Sí	100%	
	Definir una tarifa similar a la aplicada a clientes regulados, por concepto de suministro de energía eléctrica, dentro de la Región de Los Lagos. Para ello, el Gobierno Regional entregará subsidios a los clientes que considere afectados a dicho beneficio	Sí		
Administración	La empresa debe presentar una descripción de la forma en la que abordará la administración	Sí	100%	
	Debe presentar un esquema operativo	Sí		
	Debe describir los costos a cubrir, e sistema de pago y la forma de cobro	Sí		

Ítem	Compromiso	Cumplimiento	Porcentaje	Observación
Fiscalización	El Gobierno Regional de Los Lagos designará un profesional idóneo como Inspector con amplias facultades para fiscalizar el correcto cumplimiento por parte de la empresa operadora, de los compromisos asumidos en este proyecto	Sí	100%	
Precios y reajustabilidad	El cargo por consumo de energía será ajustado mensualmente.	Sí	100%	
Propiedad	Todos los activos son propiedad del gobierno regional	Sí	100%	
	Las instalaciones interiores son propiedad de los usuarios	Sí		

% global	85%
----------	-----

En general se puede apreciar que Islas Desertores posee un buen cumplimiento del modelo de gestión propuesto en un principio obteniendo un desempeño global del 85%. Según lo visto en terreno esto se ve reflejado en la realidad ya que el funcionamiento del sistema es bueno, salvo por fallas esperables por las condiciones climáticas y el deterioro de los equipos, ya que el sistema tiene más de 10 años desde su puesta en marcha.

Igualmente es importante destacar que existen ítems que no se están cumpliendo según lo acordado en el diseño del proyecto como que los habitantes de las islas no cuentan con un servicio al cliente oficial por parte de la constructora, salvo este ítem el modelo de gestión acordado se está cumpliendo de buena manera.

Sistema generación fotovoltaica – Aysén

En el caso del proyecto emplazado en las cercanías de Puerto Aysén y Coyhaique no se cuenta con información sobre el modelo de gestión propuesto en un comienzo, por lo que no se puede generar un análisis de variación de cumplimiento en el tiempo.

Sistema fotovoltaico domiciliario – Empedrado

Por último, se presenta el caso de empedrado donde a pesar de contar con información del modelo de gestión propuesto en el diseño del sistema de autogeneración, no se puede realizar un análisis comparativo a nivel de cumplimiento ya que como se ha explicado con anterioridad el proyecto se quemó producto de un incendio que afectó a la zona, además se visitó durante el terreno la municipalidad de Empedrado, pero esta no cuenta con información que permita estudiar el caso.

Para cerrar este apartado de análisis se muestra en la siguiente ilustración la distribución del desempeño global en cuanto al cumplimiento de los modelos de gestión.

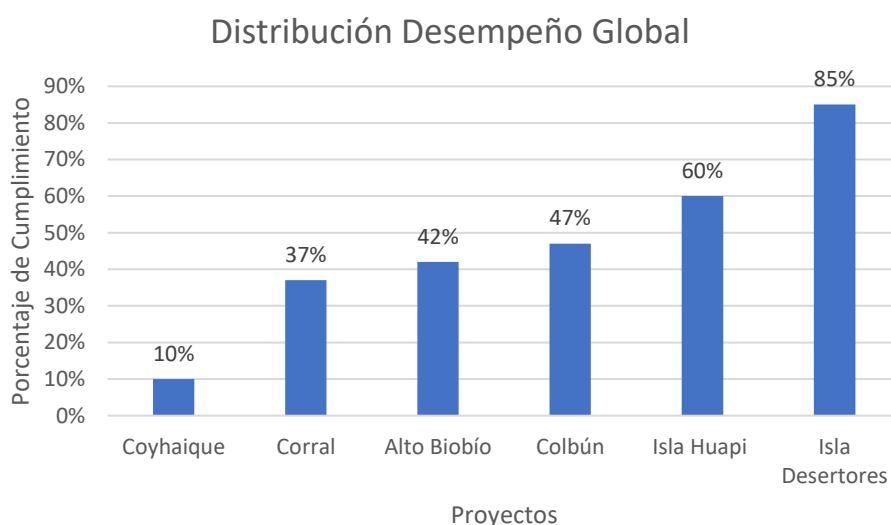


Ilustración 37: Resumen global de los porcentajes de desempeño por proyectos

De la ilustración podemos ver nuevamente que los proyectos mejor evaluación cualitativamente, Isla Huapi e Isla Desertoires, son los que cumplen en mayor nivel el modelo de gestión propuesto en un comienzo. Esta relación se infiere que se debe a diversos factores relevantes. Primero como se mostró en la Tabla 4 estos proyectos cuentan con beneficiarios ubicados en un solo sector, además de tener una cantidad de usuarios considerables, lo que permite buena interacción en cuanto a comunicación, por ende, el proyecto levanta alertas de manera rápida y gestiona las mantenciones correctivas de manera eficiente. Segundo, los dos proyectos cuentan con entidades presentes y que cumplen con las responsabilidades que fueron pactadas en un comienzo. Asimismo, en el caso de Isla Desertoires la empresa privada a cargo es fiscalizada por lo cual realizan mantenciones reiterativamente y cuentan con personal técnico en las islas.

Por otra parte, aunque Alto Biobío cuente con un porcentaje medio alto de cumplimiento su percepción en cuanto a satisfacción general del servicio no es buena. Se infiere que esto se debe a dos puntos relevantes; primero la información puede estar influenciada por la falta de encuestas no consiguiendo la muestra que garantice el 90% de confianza. Segundo, Alto Biobío se ve seriamente afectado por los problemas de comunicación que afectan la coordinación entre beneficiarios y municipalidad. Esta última implementó el sistema de facilitadores ya avanzado el proyecto cuando se dieron cuenta de la dificultad que tenían para generar nexos con las comunidades y levantar alertas sobre mantenciones correctivas. Todo lo anteriormente expuesto repercute en la evaluación cualitativa del sistema en general, pese a su cumplimiento del modelo de gestión propuesto.

En el caso de los dos proyectos con bajo nivel de cumplimiento (Coyhaique y Corral) se ve una relación directa con la satisfacción general por parte de los usuarios con el sistema. Esto verifica la importancia del modelo de gestión ya que los proyectos en donde cada entidad involucrada se apega más a cumplir con su responsabilidad pactada tienen en la práctica un mejor funcionamiento.

4.2. Identificación de otros factores existentes que facilitan o dificultan la operación y mantención de los sistemas actuales

A continuación, se presentarán por cada proyecto factores que no fueron considerados dentro del modelo de gestión, pero que influyen significativamente de manera positiva o negativa en la operación y administración de los sistemas.

Particularmente se abordarán temas relacionados al diseño de las instalaciones, competencias de usuarios, estrategias desarrolladas para elaborar planes de mantenimientos preventivo y correctivo, entre otros que se identifiquen como relevantes.

4.2.1. Lista de aspectos influyentes en el éxito

Construcción de sistemas fotovoltaico – Coyhaique

Dentro de los puntos fuertes del sistema fotovoltaico instalado en el sector de San Miguel en las cercanías de la comuna de Coyhaique, fue la participación de los beneficiarios en el diseño de la instalación de los equipos eléctricos que componen el sistema. Esto se pudo ver reflejado en las entrevistas realizadas donde se mencionó que fueron los usuarios quienes dieron la idea de construir una caseta hermética donde pudieran estar contenidas las baterías.

Por otra parte en cuanto a la administración del sistema es importante recalcar la cercanía que tienen los beneficiarios con el Gobierno Regional de Aysén, esto permite que ante cualquier problema ya sea operacional o administrativo que enfrente el Comité de Electrificación San Miguel tengan a una entidad pública a la cual recurrir, es importante destacar esto como un factor positivo ya que aunque estuviera estipulado en el modelo de gestión básico en muchos de los proyectos visitados el comité no tiene el nivel de cercanía que presenta el proyecto de Coyhaique para recurrir y tener respuesta de las autoridades involucradas.

No obstante, a pesar de contar con buen apoyo de parte del Gobierno Regional de Aysén hacia el comité este no es el caso por parte de la municipalidad que es, según el modelo de gestión, la encargada de fiscalizar la operación y administración de los sistemas. En este momento el comité no cuenta con soporte por parte de la municipalidad para por ejemplo dar asesoramiento en cómo gestionar la realización de capacitaciones que eduquen sobre el uso de las instalaciones a los usuarios finales del proyecto. Además, debido a la nula fiscalización se presentó una situación irregular que se mantuvo por bastante tiempo la cual fue que el comité dejó de funcionar y no existió en ningún momento un agente externo (en este caso la responsabilidad cae en la municipalidad) que revisara y diera cuenta de que no había representatividad de la organización comunitaria.

En síntesis, el proyecto de electrificación de San Miguel cuenta con factores positivos como la cercanía del comité con el GORE y también la proactividad de los usuarios que conforman la comunidad. En factores negativos el principal es la nula fiscalización y la poca participación por parte de la municipalidad, lo que genera una baja capacidad de respuesta antes imprevistos que no son informados.

Habilitación de energía eléctrica fotovoltaica – Corral

El sistema de electrificación rural ubicado en el sector de Tres Chiflones en la comuna de Corral lamentablemente no se puede considerar como un caso de éxito, ya que gran parte de sus beneficiarios en la actualidad no cuenta con suministro eléctrico.

Dentro de las falencias importantes se encuentra la creación de una cooperativa en vez de un comité como organización comunitaria, esto dificultó en muchas maneras la administración y operación de los sistemas, ya que una cooperativa tiene un enfoque más empresarial y no tanto social.

Otro punto importante que impidió el buen accionar del proyecto fue el mal dimensionamiento de diseño e ingeniería de los sistemas, esto porque primero no se consideró en ningún caso el posible aumento de la demanda ni la seguridad de las instalaciones ya que se tienen equipos eléctricos (como baterías) al interior de las viviendas, también el cierre perimetral como la estructura de montaje no fueron los adecuados. Igualmente, esto se puede justificar dado que Tres Chiflones fue uno de los primeros proyectos de electrificación rural del estilo ENRC.

En cuanto a temas administrativos faltó apoyo hacia la cooperativa sobre cómo gestionar a la organización, no se realizaron los seguimientos correspondientes ni se acompañó a los usuarios después de la puesta en marcha del proyecto, por parte de las entidades públicas correspondientes. Esto influyó en bastante medida ya que los beneficiarios no fueron educados, mediante capacitaciones y/o charlas, sobre el uso eficiente de la generación eléctrica que producía el sistema.

No obstante, es importante recalcar que, aunque la cooperativa no contó con el apoyo suficiente de ninguna entidad pública de igual forma realizó mantenciones periódicas los primeros años y cumplía con sus obligaciones.

En conclusión, en este proyecto se presentaron diversos factores que dificultaron el buen funcionamiento de los sistemas y su permanencia en el tiempo, pero el principal problema fue la falta de apoyo y seguimiento por parte de la municipalidad en cuanto al funcionamiento de la cooperativa, lo que dejó a la organización sin guía que brindara capacitaciones en cómo debían administrar el proyecto. Igualmente, este es un efecto que se produce en este tipo de comunidades pequeñas y diversas que además pertenecen a un municipio pequeño, que no cuenta con el recurso humano necesario para este tipo de proyectos.

Micro centrales hidroeléctricas – Colbún

Colbún es un sistema de generación por hidroeléctrica pequeña que se alimenta de un canal existente. La instalación a pesar de estar presupuestada e indicada en las bases técnicas no es fiel a lo instalado, por lo tanto, se puede comprender que hay falta de fiscalización del proyecto, por parte del mandante que en este caso es el Gobierno Regional del Maule.

También por parte del comité hay desconocimiento sobre la instalación, se requiere por parte de la municipalidad reuniones previas a la instalación para mostrarse como apoyo ante la administración de los sistemas y guiar al comité. Esto no fue realizado ni tampoco capacitaciones o reuniones que permitieran educar al comité en el funcionamiento de los sistemas y el cómo afrontar la presencia de sugerencias y/o reclamos. Si bien dentro del modelo de gestión esto se encuentra descrito, en la actualidad no hay una entidad pública que se responsabilice de fiscalizar ni apoyar al comité.

Producto de la poca fiscalización actualmente el comité no se encuentra vigente dificultando la gestión del proyecto.

Por último, la micro central hidroeléctrica de El Mally no funciona, las respuestas por parte de la municipalidad son tardías y usualmente empresas externas dan apoyo técnico a la comunidad. Por otra parte, el sistema de Quebrada de Medina funciona, pero gracias a las mantenciones que realiza la empresa externa dueña del terreno donde está emplazada la micro central hidroeléctrica.

Sistema de electrificación fotovoltaica – Alto Biobío

El proyecto ubicado en distintas comunidades de la comuna de Alto Biobío posee distintos factores positivos que permiten su funcionamiento en el tiempo.

Entre estos factores se encuentra que la tecnología y diseño de la instalación es robusta y asegura que a pesar de las condiciones agrestes del clima los sistemas resistan y generen electricidad. Además de esto los componentes instalados son de buena calidad con una instalación completamente normada y acorde a las condiciones climáticas, como también a la dispersión de las viviendas.

A pesar de que la instalación es resistente y robusta en la generación el proyecto falla en la falta de conocimiento de los usuarios, lo cual se debe al poco seguimiento que realizan las entidades fiscalizadoras, en este caso la municipalidad de Alto Biobío. Bajo el mismo concepto, la respuesta es tardía ante dudas, consultas y/o reclamos respecto a la generación y al uso de los paneles. Por esto mismo la mantención preventiva se puede descartar de inmediato, debido al nulo contacto técnico que tienen los usuarios con las entidades públicas respectivas.

Por último, un factor relevante en la complejidad de la administración y operación de los sistemas es que nunca se constituyó un comité que funcionara como puente entre la municipalidad y los usuarios finales del sistema, complejizando la comunicación.

Sistema fotovoltaico domiciliario – Futrono

El sistema de generación fotovoltaica de Futrono tiene la ventaja de contar con un encargado de relaciones comunitarias, de esta forma el sistema ha sido un éxito y hasta la actualidad funciona.

Por otra parte, el comité ha funcionado mejor de lo esperado debido al seguimiento que realiza la municipalidad y la entrega de conocimientos básicos en temas de administración y gestión operacional. Se ha realizado un seguimiento y apoyo constante permitiendo así que el comité se encuentre vigente y pueda resolver los problemas cotidianos que presenta el proyecto de buena manera.

Si bien Futrono ha sido un caso exitoso porque el comité ha sido responsable en cuanto a los registros tanto financieros como de fallas del suministro eléctrico. También cuentan con educación en temas del uso eficiente del consumo y las mantenciones que deben realizar, principalmente por la motivación que tienen como comité en ver progresar a su comunidad. En este punto el apoyo de la Municipalidad en lo administrativo y la Seremi de Energía en lo técnico ha sido crucial.

Sistema de generación híbrido Eólico-Diesel – Islas del archipiélago Desertores

El sistema de generación de Islas Desertores funciona bien para las condiciones climáticas y de acceso siendo un sistema confiable. Dentro de los aspectos influyentes en este tipo de proyectos fue la buena tecnología utilizada en relación a los componentes de generación eólica.

Por otra parte, las principales fallas en los sistemas de las islas son el difícil acceso hacia las centrales, el subdimensionamiento de la demanda y la falta de juntas de vecinos o comités que sean capaces de generar un nexo entre la comunidad y la empresa responsable de los sistemas.

Igualmente, otro factor importante a considerar dentro del éxito de un proyecto como este es la educación en cuanto al consumo, realizando capacitaciones a las personas para que aprendan a utilizar la energía de forma eficiente y no tengan un uso desmedido que pueda afectar la generación de toda la isla.

Sistema generación fotovoltaica – Aysén

Dado que en Aysén existen dos comités que no se relacionan entre si los factores relevantes para el éxito son distintos para cada uno.

Comenzando por el comité de Los Torreones este actualmente no se encuentra vigente y mientras estuvo en funcionamiento presento problemas de organización principalmente porque no lograban coordinarse entre los dirigentes y los beneficiarios. Es importante destacar que el Gobierno Regional de Aysén procuraba dar apoyo en cuanto a la administración, pero no se involucraba al 100% con este comité. Hoy en día el comité se encuentra detenido por los últimos acontecimientos nacionales como la pandemia.

Por su lado el comité de Lago Zenteno tuvo más cercanía con el Gobierno Regional y aun continua vigente, en general fueron capaces de administrar de buena forma el proyecto y en la actualidad están generando un proyecto de recambio para las baterías que ya cumplieron su vida útil, solicitando fondos públicos.

Si se tiene que listar un problema general que se presenta en ambos comités es la dificultad en la gestión y comunicación entre beneficiarios y comité, producto de que viven bastante alejados unos de otros y eso dificultan realizar reuniones periódicas.

También es importante que este tipo de proyectos cuenten con una entidad pública establecida ya que en la actualidad el Gobierno Regional se encarga de apoyarlos, pero no son los encargados oficiales. Por esto un factor relevante en la falla de este tipo de proyectos es el poco seguimiento que se hace en cuanto al estado de la operación, administración y satisfacción de los sistemas.

Sistema fotovoltaico domiciliario – Empedrado

Empedrado fue un caso único a analizar. Se desconoce si fue un éxito o un rotundo fracaso, debido a que las instalaciones se quemaron en un incendio en años anteriores. Según lo comentado durante la visita que se realizó a la municipalidad de Empedrado el proyecto funcionaba bien para el requerimiento de consumo.

4.2.2. Recuadro resumen de factores

A modo de poder entregar un vistazo general de los aciertos o las fallas que presentan cada uno de los proyectos antes analizados, se muestra en la siguiente tabla los factores más relevantes levantados durante las visitas a terreno:

Tabla 48: Resumen general de factores positivos y negativos

Proyecto	Entidades públicas presentes	Esquemas de administración	Ventajas	Fallas o dificultades
Construcción de sistemas fotovoltaico – Coyhaique	Gobierno Regional de Aysén	Mixto	- Se constituyó un comité - Los componentes de la instalación son de buena calidad y tecnología - Buena comunicación entre el comité y el Gobierno Regional	- Falta seguimiento y apoyo al comité por alguna entidad pública establecida - Nulas capacitaciones al comité sobre temas administrativos y de gestión operacional - Poco apoyo hacia el comité en asistencias técnicas
Habilitación de energía eléctrica fotovoltaica – Corral	SEREMI de Energía de Los Ríos	Mixto	Pionero en la electrificación rural	- Tecnologías de baja calidad e instalaciones inadecuadas - Creación de una cooperativa en vez de un comité.
Micro centrales hidroeléctricas – Colbún	Municipalidad de Colbún	Mixto	- Sistema de generación acorde a las condiciones rurales de los beneficiarios. - Centrales distintas por dispersión de viviendas.	- Irregularidades en el diseño y construcción del proyecto. - Nula comunicación con entidades públicas. - Falta de seguimiento y fiscalización por parte de la municipalidad

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Proyecto	Entidades públicas presentes	Esquemas de administración	Ventajas	Fallas o dificultades
Sistema de electrificación fotovoltaica – Alto Biobío	Municipalidad de Alto Biobío	Mixto	- Facilitadores que permiten la comunicación entre las comunidades y la municipalidad. - Tecnología de componentes de alta calidad. - Buena instalación	- La brecha comunicativa es alta. - No hay un comité que se encargue de recopilar y comunicar a las entidades públicas las dudas y/o consultas de los beneficiarios - Difícil acceso a las viviendas - Bajo apoyo técnico por parte de la municipalidad ya que no cuentan con los medios suficientes y la logística para acceder a las comunidades
Sistema fotovoltaico domiciliario – Futrono	- Gobierno Regional de Los Ríos - SEREMI de Energía de Los Ríos - Municipalidad de Futrono	Empresa privada distinta a las empresas eléctricas tradicionales con transición a Mixto	- Se constituyó un comité y sigue vigente - Alta comunicación entre el comité y las entidades públicas relacionadas al proyecto - Existe un relacionador que mantiene el nexo constante entre el comité y las entidades	Se requieren más capacitaciones para educar y orientar constantemente al comité en la operación y administración de los sistemas

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Proyecto	Entidades públicas presentes	Esquemas de administración	Ventajas	Fallas o dificultades
Sistema de generación híbrido Eólico-Diesel – Islas del archipiélago Deserto	Gobierno Regional de Los Lagos	Empresa privada distinta a las empresas eléctricas tradicionales	- Sistema híbrido que permite aprovechar las condiciones de las islas sin dejar a sus habitantes sin suministro eléctrico cuando las condiciones climáticas no son favorables para la ERNC - Se han capacitado a personas habitantes de las islas para que ocupen el puesto de técnico en las centrales, dando de esta manera trabajo a los mismos beneficiarios y generando una responsabilidad de cuidado compartido - Mantienen buena comunicación ante fallas o interrupción del suministro mediante redes sociales, donde dan aviso y comentan la situación. Esto permite que el técnico de la isla acuda a la central rápidamente	- Dificultad logística en cuanto al acceso a las islas y el transporte de suministros - Irregularidades de cobros en administraciones anteriores - Poca comunicación de entidades públicas y empresa hacia los usuarios

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Proyecto	Entidades públicas presentes	Esquemas de administración	Ventajas	Fallas o dificultades
Sistema generación fotovoltaica – Aysén	Gobierno Regional de Aysén	Mixto	- Comités distintos por dispersión de viviendas. - Comité de Lago Zenteno con alta motivación para replantear recambio de equipos.	- Condiciones climáticas adversas - Dispersión de viviendas lo que dificulta la logística para llegar a las viviendas y hacer seguimiento del estado del proyecto por parte de los comités - Falta seguimiento y apoyo por parte de la municipalidad de Coyhaique - Falta un departamento fijo en algún organismo público, por ejemplo, la municipalidad, que responda a las preocupaciones del comité y los oriente
Sistema fotovoltaico domiciliario – Empedrado	Municipalidad de Empedrado	Mixto	Se desconoce, por motivos fortuitos se quemaron las instalaciones	Se desconoce, por motivos fortuitos se quemaron las instalaciones

4.3. Identificación de aspectos de mejora en los modelos actuales

Luego de realizar la caracterización de los modelos de gestión para cada proyecto junto con sus respectivos análisis en cuanto a la tasa de cumplimiento de cada uno, se procedió a identificar una serie de aspectos que influyen de buena o mala manera en la administración y gestión de los sistemas.

Ahora para cerrar el capítulo de modelos de gestión se identificarán aspectos de mejor para cada proyecto considerando distintos temas de relevancia para la sustentabilidad de los sistemas.

4.3.1. Propuesta de aspectos a mejorar y fortalecer

Para poder identificar aspectos que deben mejorar o fortalecerse en cada proyecto, según lo estudiado de sus modelos de gestión, se analizan distintas brechas considerando una propuesta con sus respectivos plazos de implementación, actividades claves a realizar para su desarrollo, estimación de los recursos necesarios y actores que se deben involucrar en su aplicación y posterior mantención. Todo esto se muestra en las siguientes tablas por proyecto:

Construcción de sistemas fotovoltaico – Coyhaique

Tabla 49. Brechas identificadas Coyhaique

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Apoyo técnico y mantención.	Contratar un asesor técnico o empresa de manera semestral para revisión de los sistemas de autogeneración	1 año	- Base de licitación. - Licitación de concurso público - Elección de concursante y formalización	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Municipalidad de Coyhaique - Gobierno Regional de Aysén (debe entregar los requerimientos de conocimientos acorde al sistema)

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Falta de conocimiento por parte de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas	Generar capacitaciones para educar sobre el uso y operación de las instalaciones	Cada 6 meses	Buscar técnico y/o persona pedagógica con conocimientos en el área técnica que pueda explicar que hacer y que no con las instalaciones	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Gobierno Regional de Aysén (entregar requerimiento de conocimientos acorde al sistema) - Municipalidad de Coyhaique (que por contrato es la entidad pública que se hace cargo de la mantención de la instalación)
Seguimiento del proyecto	Levantamiento de las condiciones actuales del proyecto	Cada 3 meses	- Levantamiento de los sistemas en terrenos - Informe técnico del estado actual	Persona encargada desde la municipalidad para generar el seguimiento	Municipalidad de Coyhaique
Reanudar el estado del Comité de San Miguel	Incitar por parte de la entidad pública correspondiente la revitalización del comité, para que reanude sus funciones	6 meses	- Reunión con representantes actuales y ver futuro estado de los dirigentes. - Convocar a la comunidad a reunión. - Formar nuevamente el comité - Realizar seguimiento del comité	Persona encargada desde la municipalidad o el Gobierno regional para generar el nexo de la comunidad y comité	Municipalidad de Coyhaique o Gobierno Regional de Aysén

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Habilitación de energía eléctrica fotovoltaica – Corral

Tabla 50. Brechas identificadas Corral

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Faltan equipos	Generar nuevo proyecto de recambio para arreglar instalaciones actuales.	2 año	- Plantear proyecto - Generar memorias técnicas - Informe de consumos y demanda.	- Proyectista - Ingenieros y técnicos	- Cooperativa - Gobierno Regional de Los Ríos - Municipalidad de Corral.
Apoyo técnico	Contratar un asesor técnico o empresa de manera semestral para revisión de sistemas de autogeneración	1 año	- Base de licitación. - Licitación de concurso publico - Elección de concursante y formalización	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Municipalidad de Corral - Gobierno Regional de Los Ríos (debe entregar los requerimientos de conocimientos acorde al sistema)
Falta de conocimiento por parte de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas	Generar capacitaciones para educar sobre el uso y operación de las instalaciones	Cada 6 meses	Buscar técnico y/o persona pedagógica con conocimientos en el área técnica que pueda explicar que hacer y que no con las instalaciones	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Gobierno Regional de Los Ríos (entregar requerimiento de conocimientos acorde al sistema) - Municipalidad de Corral (que por contrato es la entidad pública que se hacer cargo de la mantención de la instalación)

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Seguimiento del proyecto	Levantamiento de las condiciones actuales del proyecto	Cada 3 meses	- Levantamiento de los sistemas en terrenos - Informe técnico del estado actual	Persona encargada desde la municipalidad para generar el seguimiento	Municipalidad de Corral
Cambio de cooperativa por comité	Incitar por parte de la municipalidad a la nueva formación del comité y reemplazo de la cooperativa	4 meses	- Reunión con representantes actuales y ver futuro estado de los dirigentes. - Revisar condiciones legales para eliminación de la cooperativa - Convocar a la comunidad a reunión. - Formar comité - Realizar seguimiento del comité	- Persona encargada desde la municipalidad para generar el nexo de la comunidad y comité. - Abogado.	Municipalidad de Corral

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Micro centrales hidroeléctricas – Colbún

Tabla 51. Brechas identificadas Colbún

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Apoyo técnico y mantención.	Contratar un asesor técnico o empresa de manera semestral para revisión de los sistemas de autogeneración	1 año	- Base de licitación. - Licitación de concurso público - Elección de concursante y formalización	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Municipalidad de Colbún - Gobierno Regional del Maule (debe entregar requerimientos de conocimientos acorde al sistema)
Falta de conocimiento por parte de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas	Generar capacitaciones para educar sobre el uso y operación de las instalaciones	Cada 6 meses	Buscar técnico y/o persona pedagógica con conocimientos en el área técnica que pueda explicar que hacer y que no con las instalaciones	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Gobierno Regional del Maule (entregar requerimiento de conocimientos acorde al sistema) - Municipalidad de Colbún (que por contrato es la entidad pública que se hace cargo de la mantención de la instalación)

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Seguimiento del proyecto	Levantamiento de las condiciones actuales del proyecto	Cada 3 meses	- Levantamiento de los sistemas en terrenos - Informe técnico del estado actual	Persona encargada desde la municipalidad para generar el seguimiento	Municipalidad de Colbún
Reanudar el estado del Comité del Melado	Incitar por parte de la entidad pública correspondiente la revitalización del comité, para que reanude sus funciones	4 meses	- Reunión con representantes actuales y ver futuro estado de los dirigentes. - Convocar a la comunidad a reunión. - Formar nuevamente el comité - Realizar seguimiento del comité	Persona encargada desde la municipalidad o el Gobierno regional para generar el nexo de la comunidad y comité	Municipalidad de Colbún

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Sistema de electrificación fotovoltaica – Alto Biobío

Tabla 52. Brechas identificadas Alto Biobío

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Falta de conocimiento por parte de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas	Generar capacitaciones para educar sobre el uso y operación de las instalaciones	Una vez al año	Buscar técnico y/o persona pedagógica con conocimientos en el área técnica que pueda explicar que hacer y que no con las instalaciones	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Gobierno Regional del Biobío (entregar requerimiento de conocimientos acorde al sistema) - Municipalidad de Alto Biobío (que por contrato es la entidad pública que se hace cargo de la mantención de la instalación)
Seguimiento del proyecto	Levantamiento de las condiciones actuales del proyecto	Una vez al año	- Levantamiento de los sistemas en terrenos - Informe técnico del estado actual	Persona encargada desde la municipalidad para generar el seguimiento	Municipalidad de Alto Biobío

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Sistema fotovoltaico domiciliario – Futrono

Tabla 53. Brechas identificadas Futrono

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Apoyo técnico y mantención.	Contratar un asesor técnico o empresa de manera semestral para revisión de los sistemas de autogeneración	Cada 6 meses	- Base de licitación. - Licitación de concurso público - Elección de concursante y formalización	Encargado de proveedores de la municipalidad.	- Municipalidad de Futrono - Gobierno Regional de Los Ríos (debe entregar requerimientos de conocimientos acorde al sistema)
Seguimiento del proyecto	Levantamiento de las condiciones actuales del proyecto	Una vez al año	- Levantamiento de los sistemas en terrenos - Informe técnico del estado actual	Persona encargada desde la municipalidad para generar el nexo de la comunidad y comité	Municipalidad de Futrono

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Sistema de generación híbrido Eólico-Diesel – Islas del archipiélago Desertores

Tabla 54. Brechas identificadas Islas Desertores

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Apoyo técnico y mantención	Capacitar en las islas restantes a habitantes para la mantención de los sistemas. Por parte de la empresa tarifaria	1 año	- Llamado público a la comunidad. - Elección de concursante y formalización	- Jefe de mantención de Constructora Puerto Octay - Representante del Gobierno Regional	Constructora Puerto Octay Gobierno Regional de Los Lagos
Seguimiento del proyecto	Levantamiento de las condiciones actuales del proyecto	Cada 6 meses	- Levantamiento de los sistemas en terrenos - Informe técnico del estado actual	Persona encargada desde la municipalidad para generar el seguimiento	Constructora Puerto Octay
Recambio de equipos	Generar recambio de equipos para arreglar instalaciones actuales.	2 año	- Plantear proyecto - Generar memorias técnicas - Informe de consumos y demanda.	- Proyectista - Ingenieros y técnicos	- Constructora Puerto Octay - Gobierno Regional de Los Lagos

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Sistema generación fotovoltaica – Aysén

Tabla 55. Brechas identificadas Aysén

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Apoyo técnico y mantención.	Contratar un asesor técnico o empresa de manera semestral para revisión de los sistemas de autogeneración	Cada 6 meses	- Base de licitación. - Licitación de concurso público - Elección de concursante y formalización	Encargado de proveedores de la entidad	Gobierno Regional de Aysén (debe entregar requerimientos de conocimientos acorde al sistema)
Falta de conocimiento por parte de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas	Generar capacitaciones para educar sobre el uso y operación de las instalaciones	Una vez al año	Buscar técnico y/o persona pedagógica con conocimientos en el área técnica que pueda explicar que hacer y que no con las instalaciones	Encargado de proveedores de la entidad	Gobierno Regional de Aysén (entregar requerimiento de conocimientos acorde al sistema)
Seguimiento del proyecto	Levantamiento de las condiciones actuales del proyecto	Una vez al año	- Levantamiento de los sistemas en terrenos - Informe técnico del estado actual	Persona encargada desde la municipalidad para generar el seguimiento	Gobierno Regional de Aysén
Faltan equipos	Generar nuevo proyecto de recambio para arreglar instalaciones actuales.	2 año	- Plantear proyecto - Generar memorias técnicas - Informe de consumos y demanda.	- Proyectista - Ingenieros y técnicos	Gobierno Regional de Aysén

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Brecha Identificada	Propuesta	Plazo de implementación	Actividades claves en su desarrollo	Recursos necesarios	Actores involucrados
Reanudar el estado de los Comités	Incitar por parte de la entidad pública correspondiente la revitalización de los comités, para que reanuden sus funciones	6 meses	- Reunión con representantes actuales y ver futuro estado de los dirigentes. - Convocar a la comunidad a reunión. - Formar nuevamente el comité - Realizar seguimiento del comité	Persona encargada desde la municipalidad o el Gobierno regional para generar el nexo de la comunidad y comité	Municipalidad de Coyhaique o Gobierno Regional de Aysén

A modo de resumen de lo anterior, se listan las principales propuestas a ser consideradas

Tabla 56. *Propuestas de mejora*

Brecha Identificada	Propuesta
Coordinación y seguimiento del municipio	Formalizar funciones y responsabilidades de actores dentro de los municipios que aseguren la disponibilidad de asistencia y seguimiento del estado y operación de los proyectos, generando coordinación y comunicación con los beneficiarios, comités y/o empresas privadas y facilitando la identificación de problemas para desarrollar gestiones para su solución.
Apoyo técnico y mantención.	Mantener de forma permanente por proyecto un asesor técnico o empresa para revisión de los sistemas de autogeneración con funciones y responsabilidades definidas por contrato

Estudio evaluación Ex Post de mediano plazo a proyectos de suministro eléctrico por sistemas de autogeneración

Brecha Identificada	Propuesta
Falta de conocimiento por parte de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas	Generar capacitaciones permanentes para educar y reforzar conocimientos sobre el uso y operación de las instalaciones, las que podrán ser a responsabilidad del comité y/o asistentes técnicos o empresa privada del proyecto
Seguimiento del proyecto	El asesor técnico o empresa debe mantener registros del estado de los sistemas, lo que deberá reportar al municipio.
Continuidad del comité	Establecer responsabilidades del municipio para dar seguimiento y soporte al comité, así como formalizar responsabilidades que el comité debe cumplir para el buen funcionamiento de los sistemas. Además, establecer responsabilidad de la municipalidad para apoyar las gestiones para renovación del comité asegurando siempre que este se encuentre conformado y operativo.
Reinversión de equipos	A partir de los registros del asesor técnico o empresa, identificar y planificar requerimientos de recambio de equipos
Cobro de tarifas por suministro o generación de fondos	El municipio deberá validar y verificar que el comité y/o empresa que administre el sistema, establezca tarifas que permitan la sostenibilidad del servicio, así como de realizar la recaudación. Además, en caso de que las tarifas que sean viables para cobrar a los beneficiarios no permitan financiar la operación, se deberá apoyar la búsqueda y gestión de recursos complementarios para asegurar la sostenibilidad en el tiempo

4.4. Propuesta de los principales factores que deben incluir los modelos de gestión para la operación y/o mantención por tipo de autogeneración

Tras haber identificado en los apartados anteriores cuales eran los modelos de gestión actualmente utilizados en los proyectos de autogeneración y definir los aspectos que se deben mejorar. Es importante poder generar propuestas que subsanen las brechas identificadas. Es por esto que en la presente sección se sugieren dos tipos de modelos de gestión, separando los proyectos en sistemas individuales y de tipo central.

Para comprender la formulación de las propuestas y que aspectos están buscando mejorar o estandarizar se analizan en primer lugar, los elementos comunes que comparten todos los proyectos de autogeneración estudiados, y que pueden afectar negativamente la sostenibilidad del sistema en el tiempo. Segundo, se proponen dos tipos de modelos de gestión considerando actores involucrados, tipo de esquema administrativo y requerimientos esenciales en temas de responsabilidades y obligaciones. Por último, se presenta un resumen con la subsanación de las brechas identificadas como elementos comunes.

4.4.1. Recopilación de elementos comunes

A modo de poder entregar un vistazo general de los factores comunes que afectan la sostenibilidad de los proyectos, se detectó que idealmente todos los sistemas deben contar con una estructura administrativa que concuerde con su esquema de gestión, también deben tener un plan operativo y de mantención que garantice el buen funcionamiento, deben contar con apoyo técnico y una fiscalización continua de los entes administrativos y las finanzas.

A continuación, se presenta un desglose de los factores comunes que afectan el funcionamiento y la sostenibilidad de los proyectos:

- **Falta de apoyo técnico y mantención:** La gran mayoría de los proyectos presentan administración con falta de conocimiento técnico para llevar a cabo mantenciones. Además, usualmente las administraciones desconocen las bases de las licitaciones para contratar empresas especializadas en la tecnología de generación de energía utilizada. Por lo tanto, al no tener conocimientos básicos sobre la mantención del sistema les resulta difícil ejecutarlas y/o gestionarlas contratando en muchos casos personal no capacitado como ocurría en los proyectos de Alto Biobío y Corral, donde la administración no contaba con los recursos ni el apoyo técnico necesario para asesorarse en la materia.

- **Coordinación y seguimiento del proyecto:** Una de las fallas importantes dentro de la sostenibilidad del sistema es el seguimiento, tanto de la administración como de la operación. En la mayoría de los casos no existe una fiscalización continua de la administración, por lo que suceden casos como los de Coyhaique donde el comité dejó de estar vigente y los entes públicos no conocía la situación ni el porqué, y esto se repite en más de un proyecto. Por otra parte, también no hay una fiscalización sobre el registro de fallas, mantenciones realizadas ni recambio de cambios; el no contar con información de este tipo afecta directamente la coordinación posterior.
- **Falta de conocimiento de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas:** La concientización sobre el uso eficiente de la energía es crucial en sectores rurales, debido a que por ser usualmente zonas aisladas y de difícil acceso se requiere que los usuarios sepan ocupar eficientemente la energía para no generar sobreconsumos en los sistemas. Por ejemplo, en el caso de proyectos fotovoltaicos se debe evitar consumir toda la energía de las baterías, ya que esto disminuye la vida útil del sistema. Para esto es necesario capacitar a los usuarios y reeducar sobre el servicio energético.
- **Reinversión de equipos:** Otro factor común en el declive del funcionamiento del sistema es el bajo conocimiento sobre el acceso a fondos para reinversión y/o reparación²⁰⁴. Además, existe una falta de definición de las responsabilidades de quien, cuando o como se debe postular a dichos fondos.
- **Cobro de tarifas por suministro o generación de fondos:** Los pagos por concepto de tarifas en los proyectos suelen ser fluctuantes y variables dependiendo de los ingresos de los beneficiarios y no de lo que requiere el proyecto. Usualmente, según la información levantada en terreno, los proyectos realizan recaudaciones de fondos los primeros años y luego dejan de hacerlo por variados motivos como disminución de los ingresos de los usuarios, desconocimiento de las responsabilidades de recaudación, descontento de los usuarios, entre otras causas.
- **Falta de definición de las responsabilidades y obligaciones de los actores involucrados:** A pesar de que en la mayoría de los casos las responsabilidades y obligaciones de cada actor se encuentran definidas según contrato, estas no necesariamente se cumplen. Esto se debe a diversos factores, pero principalmente esto se produce por indicaciones poco concretas y que pueden generar ambigüedades de las responsabilidades. Para evitar que esto ocurra se debe plantear un sistema de gestión ideal o por lo menos estandarizar ciertos requerimientos, lo que permitirá satisfacer las necesidades básicas de un proyecto con indicaciones claras en cuanto a las jurisdicciones de cada actor y cuál debe ser su rol en la administración, operación y mantención de los sistemas.

²⁰⁴ En el apartado 3.5.1 se explica sobre subsidios a la reparación.

4.4.2. Propuestas de modelos de gestión

Una vez recopilados los principales elementos que afectan al buen funcionamiento de los sistemas es necesario proponer algún mecanismo que permita mitigar de alguna forma dichos elementos. En base a esto, y en conjunto con el análisis previo de las distintas formas de administración de los proyectos estudiados en este informe, se identifica la necesidad de estandarizar las propuestas de modelos de gestión agrupando a los sistemas de autogeneración rural en sistemas de tipo individual o tipo central.

Para poder generar las propuestas estandarizadas, en primer lugar, se recopilaron antecedentes sobre los acuerdos estipulados por Contrato de Suministro Eléctrico, logrando caracterizar una serie de requerimientos básicos según tipo de sistema. Segundo, se analizaron los distintos esquemas de administración que pueden adoptar los modelos de gestión y se propone un esquema ideal según tipo de sistema que garantice la sostenibilidad del proyecto. Finalmente, se desglosan los actores involucrados en la administración, operación y mantención del proyecto, con sus respectivas responsabilidades y obligaciones.

Cabe destacar que la decisión de separar las propuestas en dos independientes entre sí, se debe a que según los análisis realizados y lo visto en terreno, los sistemas individuales funcionan de mejor forma bajo un esquema mixto no así los sistemas de tipo central que se adecuan mejor a un esquema privado.

Para una mejor comprensión de las propuestas y a que se refiere la clasificación de los sistemas de tipo individual o central consultar el **Anexo 3.d - Propuesta de los modelos de gestión**, donde se encuentran ambas propuestas de modelo de gestión.

4.4.3. Subsanación de brechas

A modo de poder relacionar los elementos comunes levantados en el apartado 4.4.1. con las propuestas generadas, para cada tipo de sistema, en el apartado 4.4.2. Se realizan las siguientes tablas de subsanación de brechas, las cuales vinculan el factor relevante en el funcionamiento con el requerimiento postulado dentro de las propuestas de modelo de gestión; también se desglosa un plan de acción que permita subsanar el factor relevante en función de lo estipulado en el requerimiento; y por último se listan los recursos necesarios en temas de actores que deberán involucrarse.

A continuación, se presentan las tablas con la subsanación de brechas por modelo de gestión de tipo central y de tipo individual, respectivamente.

Tabla 57 Subsanción de brechas propuesta modelo de gestión centrales

Factor relevante de funcionamiento	Requerimiento relacionado	Plan de acción	Recursos necesarios
Falta de apoyo técnico y mantención	Operación y mantención	Mantener de forma permanente un asesor técnico o empresa para la revisión de los sistemas de autogeneración.	Empresa técnica SEREMI de energía Municipalidad
Coordinación y seguimiento	Servicio	Aumento de la fiscalización de la administración del proyecto. Aumento de la fiscalización de la operación y registro del sistema	Fiscalizador Gobierno regional
Falta de conocimiento de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas:	Servicio	Generar capacitaciones permanentes para educar y reforzar sobre el uso eficiente de la energía.	Coordinación del comité Empresa instaladora
Reinversión de equipos	Reinversión y cambio de componentes	A partir de registros de las asesorías técnicas, se debe identificar, planifica los requerimientos de recambio de componentes o reinversiones del sistema.	Empresa Externa Coordinación de la municipalidad
Cobro de tarifas por suministro o generación de fondos:	Precio y reajustabilidad	Validación y verificación de las recaudaciones adecuadas de tarifas a los beneficiarios.	Municipalidad
Falta de definición de las responsabilidades y obligaciones de los actores involucrados:	Fiscalización	Formalización de funciones y responsabilidades de los actores del proyecto	Gobierno Regional
Continuidad de las administraciones	Administración	Definir responsabilidad del gobierno regional para las licitaciones de empresas que continúen con la operación del sistema de generación de energía	Municipalidad

Tabla 58 Subsanción de brechas propuesta de modelos individuales

Factor relevante de funcionamiento	Requerimiento relacionado	Plan de acción	Recursos necesarios
Falta de apoyo técnico y mantención	Operación y mantención	Mantener de forma permanente un asesor técnico o empresa para la revisión de los sistemas de autogeneración.	Empresa técnica SEREMI de energía Municipalidad
Coordinación y seguimiento	Servicio	Aumento de la fiscalización de la administración del proyecto. Aumento de la fiscalización de la operación y registro del sistema	Fiscalizador municipal
Falta de conocimiento de los usuarios en cuanto a la operación de los sistemas:	Servicio	Generar capacitaciones permanentes para educar y reforzar sobre el uso eficiente de la energía.	Coordinación del comité Empresa instaladora
Reinversión de equipos	Reinversión y cambio de componentes	A partir de registros de las asesorías técnicas, se debe identificar, planifica los requerimientos de recambio de componentes o reinversiones del sistema.	Empresa Externa Coordinación de la municipalidad
Cobro de de tarifas por suministro o generación de fondos:	Precio y reajustabilidad	Validar y verificar de las recaudaciones adecuadas de tarifas a los beneficiarios.	Municipalidad
Falta de definición de las responsabilidades y obligaciones de los actores involucrados:	Fiscalización	Formalizar funciones y responsabilidades de los actores del proyecto. Asegurar la disponibilidad de los actores, generando coordinación y comunicación continua entre ellos	Municipalidad
Continuidad de las administraciones	Administración	Establecer responsabilidades de la municipalidad para dar seguimiento a la administración del comité. Definir de responsabilidades de la municipalidad en el apoyo de gestiones del comité.	Municipalidad

4.4.4. Propuesta de herramienta de monitoreo de variables de operación

Adicionalmente a lo analizado en cuanto a factores de riesgo para el funcionamiento de los sistemas y el levantamiento de requerimientos básicos en las propuestas de modelo de gestión, se hace necesario también destacar la importancia de considerar una herramienta de monitoreo de variables de operación dentro del presupuesto de los proyectos.

Los sistemas de monitoreo permiten asegurar que los proyectos operen bajo condiciones controladas durante su periodo de vida útil, ya que al monitorear y registrar las principales variables de operación continuamente se puede contar con un estatus de funcionamiento en tiempo real, pudiendo así tomar acciones en situaciones de falla, además de planificar de mejor manera el mantenimiento y reparación/reemplazo de componentes.

Durante las visitas a terreno de cada proyecto analizado se evidenció la recurrencia de una operación defectuosa, a baja eficiencia, o incluso casos de falla que imposibilitan la generación de electricidad. Revelando que en general los sistemas implementados han tenido bajo o nulo nivel de mantenimiento durante toda su vida útil.

En base a lo anterior, se considera que podría ser de gran beneficio para los nuevos proyectos de autogeneración incluir dentro de lo presupuestado en el diseño de prefactibilidad un sistema de monitoreo remoto que permita: caracterizar los principales parámetros eléctricos, de operación y de generación, como también contar con herramientas que posibiliten la generación de alertas tempranas ante eventos de falla, pudiendo así responder de manera efectiva ante su ocurrencia a través de procedimientos de mantenimiento preventivos y correctivos.

En complemento a lo anterior, se considera parte del sistema propuesto la incorporación de sensores ambientales para monitorear los parámetros climáticos que permitan generar datos locales de mayor precisión, para mejorar el diseño de los futuros proyectos de electrificación rural.

En base a lo anterior, se identificaron en la siguiente tabla los principales aspectos que podrían ser incorporados en un sistema de monitoreo.

Tabla 59. Variables por monitorear

Tecnología	Registro
General	Registros de generación y variables eléctricas relevantes
Fotovoltaico	Radiación, nubosidad y temperatura ambiente
Hidroeléctrico	Caudal
Eólico	Humedad del aire, velocidad y dirección del viento

Ahora bien, basándonos en el diseño conceptual de los componentes que debería contener un sistema de control robusto y duradero, se considera el uso de un controlador tipo PLC y una interfaz de interacción del tipo HMI, ya que estos sistemas de control son programables a medida, lo que hace que se puedan diseñar con precisión ante los requerimientos particulares de cada proyecto. Todo el detalle en cuanto a componentes identificados, presupuesto agrupado en versión estándar y por tecnología se encuentra en el **Anexo 3.d Propuestas de modelo de gestión - Herramienta de monitoreo – Partida presupuestaria.**

En la siguiente Ilustración se puede ver el desglose de los costos de la herramienta de monitoreo obtenidos para cada tecnología.

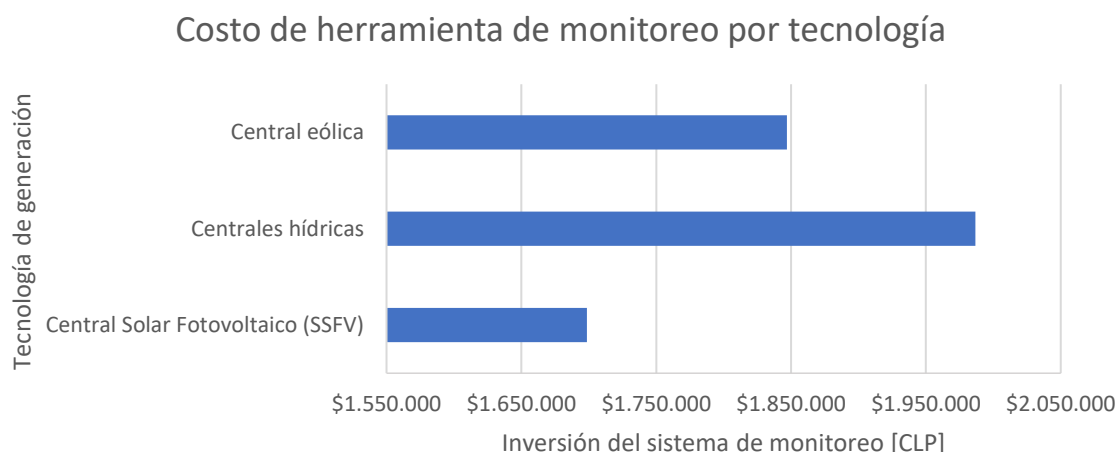


Ilustración 38. Estimación de costos de inversión herramienta de monitoreo

De lo anterior, se identifican los siguientes beneficios que traerían a los proyectos de autogeneración en caso de incorporar una herramienta de monitoreo.

Tabla 60. Beneficios de sistema de monitoreo

Ítem	Beneficio
Calidad de energía	Permite mantener registro de los niveles de energía generada en el tiempo, con resolución horaria, diaria, mensual y/o anual
Diseño del sistema	- Permite mantener registro de los parámetros climáticos y ambientales en el tiempo, con resolución horaria, diaria, mensual y/o anual - Permite hacer seguimiento al cambio climático y a parámetros ambientales de operación de la localidad del proyecto

Ítem	Beneficio
Seguimiento de energía	- Los datos permiten hacer seguimiento del consumo de energía, lo que permite evaluar tendencias en el tiempo y revela posibles alarmas preventivas respecto a un óptimo funcionamiento operacional - La versión con telemetría permite todos los beneficios anteriores de manera remota, que se podría cruzar con alguna plataforma web para ampliar su alcance y generar un registro histórico
Mantenición/Reparación	- Permite mejorar las mantenciones preventivas - Permite mantener optimizada la eficiencia de generación de energía - Permite hacer seguimiento al estado y la vida útil de los equipos en base a la operación de cada central - Permite alertar de parámetros operacionales fuera de lo normal - Permite generar una rápida respuesta ante fallas graves y robos/hurtos que puedan afectar el bienestar de los usuarios, tales como corto circuitos, incendios, hurtos, entre otros

Adicionalmente, se genera un instructivo sobre la propuesta del tipo de registros y ejemplo de alertas que se pueden levantar mediante el uso de la herramienta. Esto se encuentra en el **Anexo 3.d Propuestas de modelo de gestión - Herramienta de monitoreo-Ejemplos alarmas de monitoreo.**

Finalmente, destacar la importancia de evaluar dentro del diseño el método de comunicación según las particularidades de cada zona. Lo anterior dado que la herramienta depende de una conexión a internet, pudiendo ser lograda mediante planes de datos 3G/4G según disponibilidad.

4.5. Determinación de las condiciones que se deben cumplir para el buen funcionamiento de los modelos propuestos

Una vez generadas las propuestas de modelos de gestión para los respectivos tipos de sistemas (individuales o centralizados) es necesario poder identificar condiciones de riesgos que pueden afectar el buen funcionamiento de los sistemas. Para esto se realiza una matriz de riesgo para cada tipo de sistema.

Dicha matriz relaciona los requerimientos esenciales identificados en el **Anexo 3.d - Propuesta de los modelos de gestión** con los respectivos riesgos identificados para cada uno. A modo de poder entender mejor la construcción de la matriz se presenta a continuación una descripción breve de que es una matriz de riesgo, explicación sobre los criterios de severidad, como se elabora y el uso que puede tener en el caso de este informe.

4.5.1. Descripción general

Todos los proyectos tienen asociados a su implementación y tiempo de vida riesgos que en muchas ocasiones son imposibles de asegurar de forma infalible cuales, y cuando ocurrirán. Por lo tanto, la forma para poder prevenir o preparar de manera proactiva una manera de enfrentarlos es a partir de la realización de una matriz de riesgo, la cual relacione riesgos con consecuencias, acciones preventivas y actores involucrados.

Las matrices de riesgos permiten analizar peligros a los cuales se puede ver enfrentado el proyecto en función de la probabilidad y severidad de la consecuencia. Así una vez identificado los riesgos se puede calcular el impacto general que este tendrá en el sistema completo y otorgar la prioridad que corresponda. El impacto en el caso de la matriz utilizada en este informe está definido como alto, medio y bajo en una escala de 1 a 25 puntos.

4.5.2. Criterios de severidad y definición de probabilidades

Parte importante de una matriz de riesgo son los criterios de severidad o de máxima consecuencia potencial, los cuales miden qué tan grave es la consecuencia de cada riesgo asociado. Esto se define como:

- Despreciable (**1**²⁰⁵): El riesgo generará pocas consecuencias si ocurriera.
- Menor (**2**): Las consecuencias del riesgo se gestionarán con facilidad.
- Moderada (**3**): Las consecuencias del riesgo tardarán en mitigarse.
- Importante (**4**): Las consecuencias de este riesgo serán significativas y pueden causar daños a largo plazo.
- Catastrófica (**5**): Las consecuencias de este riesgo serán muy perjudiciales y puede resultar difícil recuperarse.

²⁰⁵ Se da un número a los criterios porque es la manera en que se puede realizar posteriormente una valoración en Excel

Luego en esta misma línea, se identifica una escala de probabilidad que define que tan probable es que ocurra cada riesgo:

- Casi seguro (**A**²⁰⁶): Puedes estar bastante seguro de que este riesgo ocurrirá en algún momento.
- Probable (**B**): Existe una gran probabilidad de que este riesgo ocurra.
- Posible (**C**): Este riesgo podría ocurrir o no. Las probabilidades de que suceda son 50/50.
- Improbable (**D**): Existe una gran probabilidad de que este riesgo no ocurra.
- Raro (**E**): El hecho de que este riesgo ocurra es una posibilidad remota casi inexistente.

Ahora bien, por último, tenemos el impacto de riesgo que se obtiene al ponderar el criterio de severidad con la probabilidad de riesgo como se muestra en la Ilustración 39. Dichos impactos se clasifican según se define a continuación:

- Bajo (**1-6**²⁰⁷): Es probable que los eventos de bajo riesgo no sucedan y, si suceden, no son consecuencias significativas. Se etiqueta como baja prioridad.
- Medio (**7-12**): Los eventos de riesgo medio pueden causar contratiempos que conviene prevenir y mitigar. No se deben ignorar, pero tampoco son la principal prioridad.
- Alto (**13-25**): Los riesgos categorizados como altos son aquellos que pueden traer consecuencias graves al proyecto, por lo tanto, es prioridad prevenirlos y/o tener un plan de mitigación predispuesto.

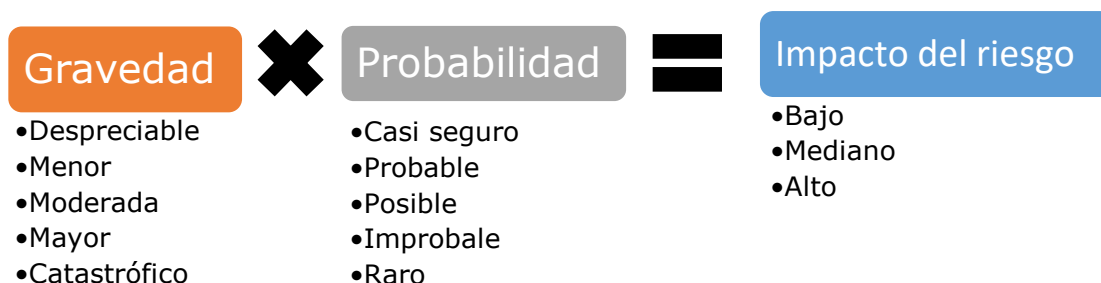


Ilustración 39. Gravedad, probabilidad e impacto del riesgo

²⁰⁶ Se define según una letra ya que permite junto con los números de los criterios generar una valoración en Excel

²⁰⁷ Se refieren a los puntos de clasificación

Finalmente, cada impacto del riesgo se codifica según un color para hacer la demostración más grafica en cuanto a la gravedad; rojo indicada alto impacto; amarillo medio impacto; verde bajo impacto. Adicionalmente, la siguiente tabla muestra cómo se distribuyen los 25 puntos de ponderación según la valoración entre los criterios y la probabilidad de ocurrencia.

Tabla 61: Clasificación de matriz de riesgos

Probabilidad Severidad		Improbable que ocurra durante toda la vida	Podría ocurrir una vez durante toda la vida	Podría ocurrir más de una vez durante toda la vida	Puede ocurrir alrededor de una vez al año	Puede ocurrir varias veces al año
		E - Raro	D Improbable	C - Posible	B Probable	A - Casi seguro
Catastrófico	5	15 (M)	19 (H)	22 (H)	24 (H)	25 (H)
Mayor	4	10 (M)	14 (M)	18 (H)	21 (H)	23 (H)
Moderado	3	6 (L)	9 (M)	13 (M)	17 (H)	20 (H)
Menor	2	3 (L)	5 (L)	8 (M)	12 (M)	16 M)
Despreciable	1	1 (L)	2 (L)	4 (L)	7 (M)	11 M)

4.5.3. Elaboración de la matriz de riesgos

En esta sección se aborda en base a que parámetros se elaboró la matriz de riesgo del **Anexo 3.e - Matriz de riesgos**. Para esto se utilizaron los requerimientos definidos en las propuestas de modelos de gestión identificando las siguientes columnas:

- Proceso: Hace referencia al ítem específico del requerimiento como, por ejemplo, servicios, operación y mantención, entre otros.
- Compromiso: Es el acuerdo propuesto que deben pactar los actores involucrados al momento de realizar el contrato de suministro eléctrico.
- Tarea: Tiene relación con el fin práctico del compromiso acordado.
- Actor ejecutor de la tarea: Como bien dice es quien se encarga de llevar a la práctica la tarea definida.
- Riesgo: Es el riesgo asociado al incumplimiento del compromiso.
- Consecuencias: Es el efecto que puede tener el riesgo en el proyecto.
- Causas: Hace referencias a las posibles causas que pueden desencadenar el riesgo.
- Acción preventiva: Son las acciones que se pueden implementar para intentar evitar o mitigar el riesgo
- Actor encargado de la acción preventiva: Es el encargado de llevar a cabo las acciones preventivas.

- MCO: Criterios de severidad
- Probabilidad: Es la probabilidad de que ocurra el riesgo
- Nivel de Riesgo: Puntaje final asociado al riesgo, lo que indicará el actuar ante este. Dependiendo si es alto, medio o bajo.

5. Aspectos por considerar para generar una metodología de formulación y evaluación de proyectos

En los apartados anteriores se han abordado temas concernientes a la caracterización de los proyectos, con información tanto de prefactibilidad como con visitas a terreno. También se ha estudiado el marco regulatorio que rige a los sistemas de electrificación rural junto con analizar experiencias internacionales comparativas con el caso de Chile. Por otra parte, se han analizado los modelos de gestión utilizados actualmente por las administraciones de los sistemas, brechas identificadas en cuanto a administración, operación y mantención; y se han propuesto modelos de gestión estándares según esquemas de administración.

Todo lo anterior tiene relación con la evaluación de los proyectos post implementación, pero, así como analizar el estado actual de los sistemas es importante, también lo es asegurar mediante requerimientos una robusta formulación en cuanto al diseño de prefactibilidad de los proyectos. Es por esto que en esta sección se analizará, en primera instancia, la actual metodología de formulación y evaluación de los proyectos de autogeneración rural, con la finalidad de relacionar los aspectos positivos y negativos descubiertos en esta evaluación Ex Post y ver si estos se encuentran cubiertos dentro de la metodología.

Dado que el objetivo principal de esta evaluación es generar y proponer mejoras en cuanto a la formulación y evaluación de los proyectos que busquen implementar sistemas de electrificación rural, se propondrán, posterior al análisis de la metodología actual, una serie de procedimientos que se esperan puedan ser incorporados dentro del diseño de prefactibilidad de los sistemas. Estos procedimientos buscan garantizar que una vez puesto en marcha el proyecto se tengan provistos mecanismos de seguimiento, actividades de capacitación y mantenciones periódicas; que como se ha visto latamente en el apartado 2 y 4 del presente informe son los factores identificados como relevantes en el buen funcionamiento del sistema y que actualmente carecen de protocolos de aplicación.

Por último, en este apartado se realizará un análisis de los costos percibidos por los proyectos estudiados con la finalidad de relacionar diversos rangos de potencia con costos por vivienda, obteniendo así costos por potencia instalada.

5.1. Definición de aspectos y/o herramientas metodológicas específicas para la formulación y evaluación social de proyectos

Para poder establecer elementos que son de importancia dentro de la formulación y evaluación de los proyectos de electrificación rural, es relevante primero analizar la metodología utilizada por el Ministerio de Desarrollo Social y Familia para los sistemas de autogeneración. Primero se identificarán los aspectos positivos y negativos que presenta el instructivo, relacionándolo con lo visto durante la elaboración del presente informe. Por último, se verán las propuestas en cuanto a herramientas metodológicas que permitan cubrir o manejar de mejor forma aspectos de incertidumbre que se presentan durante la vida útil del proyecto.

5.1.1. Aspectos positivos y negativos de la metodología y su implicancia en los proyectos

La Metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural es aplicable a proyectos que contemplen abastecimiento de energía eléctrica tanto residencial como público, generando una herramienta de trabajo para consultores o funcionarios de los Gobiernos Regionales que deban presentar proyectos de electrificación rural al Sistema Nacional de Inversiones. Dicha metodología permite aplicar criterios técnicos y económicos entre distintas opciones tecnológicas para la provisión de energía eléctrica de manera más eficiente. Para lo anterior, se considera primero la presentación de antecedentes generales del sector, en segundo lugar, la formulación de proyectos y en tercer lugar la evaluación social como tal del proyecto. Con lo anterior, se observa de forma positiva una estructura simple y clara para su aplicación en términos generales.

En particular, la sección de formulación del proyecto indica cómo realizar el diagnóstico y optimización de la situación actual, incluyendo estimación de demanda y estudio de alternativas de suministro eléctrico. Las principales secciones corresponden a:

- Identificación del problema, lo que permite orientar la definición de requerimientos energéticos.
- Descripción del área de influencia y de la población caracterizando la zona desde la ubicación geográfica, características climáticas, demográficas y habitacionales, y la existencia de infraestructura pública. También menciona de forma explícita la caracterización de antecedentes socioculturales justamente para prever las condiciones de modelos de gestión que podrían aplicar o no al proyecto, además de los antecedentes económicos financieros con enfoque a conocer actividades

económicas y sus problemas de productividad vinculados a la demanda de energía, así también la capacidad de financiamiento y de pago de tarifa del servicio.

- Antecedentes legales y reglamentarios para incluir evaluaciones de permiso o impactos adicionales.
- Disponibilidad de recursos energéticos que permitan evaluar distintas tecnologías.
- Descripción de la población beneficiaria que permite identificar cantidad, tipo de residencia y emplazamiento.
- Análisis de abastecimiento energético actual en caso de existir por medios como combustibles, generadores, etc.
- Estimación de demanda actual y proyectada permite incluir necesidades de consumo doméstico de iluminación y electrodomésticos, actividades productivas locales y también de establecimientos públicos tales como postas, escuelas y retenes. Para lo anterior, se hace referencia de esta estimación a partir de comunidades rurales que ya cuenten con electricidad de hace al menos 5 años donde además se debe incluir un factor según tasa de crecimiento de la demanda. Se indica también que deben ser consideradas en estas estimaciones las pérdidas de eficiencia según el sistema tecnológico que se evalúe.
- Identificación de alternativas indica evaluar tanto la extensión de la red eléctrica como alternativas de autogeneración, las que deben cumplir con un suministro eléctrico de 24 horas al día y que permita alcanzar un mínimo de consumo de energía eléctrica. Además, se debe tener en cuenta factores de coincidencia de consumo, continuidad del servicio por medio de sistemas de respaldo o almacenamiento de energía y diseñarse para satisfacer la demanda proyectada hasta el final del horizonte de evaluación.
- Caracterización de la alternativa, localización y obras físicas.

Luego, en la sección de evaluación del proyecto se abarcan aspectos de evaluación social con un enfoque de costo-eficiencia, lo que favorece que el desarrollo de proyectos no dependa de la rentabilidad de la inversión, sino de generar el beneficio buscando la alternativa que implique un menor costo. Dentro de los beneficios precisa el mejoramiento de condiciones de iluminación, refrigeración de perecibles, uso de televisor, radio y electrodomésticos, así como desarrollo productivo y comercial. Indica con claridad también como deben considerarse los costos sociales para la evaluación del proyecto, la configuración de los flujos netos, el cálculo de indicadores y criterios de decisión y análisis de sensibilidad. De igual forma, indica el mismo tipo de evaluación, pero desde la perspectiva privada para considerar los subsidios que puedan ser requeridos para la implementación y operación del proyecto.

En temas de aspectos que merman o que se observan como perjudiciales para el buen funcionamiento de los sistemas, y que tienen relación con la formulación y evaluación previa a la ejecución de los proyectos se identificaron los siguientes inconvenientes:

- **Demanda por actividades productivas:** Dentro de la formulación y evaluación se considera esta demanda como un ítem, pero considerando el análisis realizado en el apartado 2.1.1., ningún proyecto cumplió con la evaluación ni presentación de este tipo de demanda. Es entendible que al ser sectores rurales de complejo acceso no existan actividades productivas importantes más allá del auto cultivo, por ejemplo. Aun así, se considera que dentro del diseño de prefactibilidad no se debería pasar por alto el asegurar cierta potencia para trabajos de tipo artesanías, talleres de confección, taller de reparación, entre otros.
La relevancia de este punto radica en que el objetivo principal de la electrificación rural es mejorar la calidad de vida de las personas, por lo tanto, no se debe olvidar dentro de la prefactibilidad la evaluación de oportunidades laborales que puedan surgir gracias a que los beneficiarios contarán con suministro eléctrico.
- **Evaluación socioeconómica:** Es importante mencionar que, aunque dentro de la metodología se aborde de forma completa este ítem, dando claridad sobre lo que se espera al momento de postular, según el análisis realizado en el presente informe (principalmente en el **Anexo 1.a - Matriz de evaluación**) existe una nula evaluación en cuanto a la sensibilidad que presentan los proyectos. Solamente un proyecto cumple parcialmente este análisis de sensibilidad y se condice con ser uno de los sistemas de autogeneración con mejor evaluación de calidad por parte de los beneficiarios, es decir, Isla Huapi. Esto evidencia que se debe fortalecer dentro de la formulación y evaluación la importancia de presentar un estudio de sensibilidad.
- **Estimación de pérdidas de energía y potencia:** Ningún proyecto presenta en su información de prefactibilidad estimaciones o procedimientos para estimar las pérdidas de energía y potencia que tendrán los sistemas en el tiempo. Esto es un factor relevante en la sostenibilidad del proyecto y como se ha explicado con anterioridad tanto en el apartado 2 como en el 4, es importante contar con algún plan que permita tener parámetros de medición o registros ya que estos benefician en el mediano y largo plazo el buen funcionamiento de los sistemas. Dentro de la formulación y evaluación se debe recalcar la importancia de estas estimaciones.

En síntesis, la metodología actual utilizada cumple con cubrir lo esencial dentro de la formulación de un proyecto de electrificación rural, pero existen ciertos ítems como el de demanda de actividades productivas que se trabajan muy por encima y eso repercute principalmente en que las personas siguen buscando trabajo fuera de sus territorios.

Ahora bien, aunque la metodología de formulación y evaluación cumpla con todo lo solicitado se considera que existen aspectos que no se abordan porque se consideran como parte de la post implementación, por lo tanto, su manejo es de responsabilidad de los actores involucrados en la administración. Aunque esto es cierto, se ha demostrado a lo largo del presente informe que existen ambigüedades en cuanto a las responsabilidades y obligaciones que tiene cada actor involucrado en la administración, operación y mantención de los sistemas. Es por esto que se recomienda solicitar dentro de la formulación de un proyecto procedimientos en temas de capacitaciones, recepción de reclamos desde los beneficiarios, actividades de mantenimiento, entre otros.

Con estos procedimientos lo que se busca es subsanar los principales inconvenientes que se producen en los proyectos durante su vida útil, pudiendo así asegurar desde la formulación la existencia de procedimientos o protocolos que puedan proveer de una guía a las entidades encargadas de la administración de los sistemas. Esto asegura que el ente formulador del proyecto deba establecer responsabilidades concretas en conjunto con el administrador del proyecto ya que es un punto importante para la aprobación del diseño de prefactibilidad. También asegura que el administrador cuente con las herramientas necesarias (protocolos, procedimientos, registros, etc.) que lo orienten desde el comienzo del proyecto en el actuar venidero.

En el siguiente apartado se proponen las distintas herramientas metodológicas y cuál es su finalidad.

5.2. Propuesta de las características esenciales que debería contener la herramienta metodológica

En consideración de las brechas identificadas en la formulación de los proyectos respecto a que no son incluidas actividades y responsabilidades de los actores que aseguren la sostenibilidad en el tiempo de los sistemas, se propone la incorporación de procedimientos en el diseño de los proyectos. Dichos procedimientos estarán enfocados en el accionar de los municipios, comités y/o empresas administradoras asociadas a los proyectos, en temas de actividades de capacitación, recepción de reclamos desde los beneficiarios, actividades de mantenimiento y seguimiento del estado de la administración; generando así que estas actividades puedan ser verificadas en el tiempo.

Lo anterior, toma en consideración que es necesario asegurar desde el diseño de los proyectos mantener al menos el siguiente esquema de flujo de información y coordinación entre los actores.



Ilustración 40 Esquema de relación de actores para la formulación de proyectos

5.2.1. Propuesta de procedimientos de capacitación a incorporar en la formulación de proyectos a desarrollar por el municipio para el comité y/o empresa administradora

En función de lo anterior, se considera que los lineamientos de la operación y flujos de información para la operación del proyecto, así como las capacidades y conocimientos técnicos deben ser entregados desde los municipios al comité y/o asegurar que la empresa administradora cuente con ellos en primer lugar. Este procedimiento se detalla en el **Anexo 4.b: Procedimientos de Capacitaciones -Municipio** y considera que incluya como mínimo los siguientes tópicos:

- Administración Base: Formalización al comité y/o empresa administradora sobre cuáles son las funciones y responsabilidades del municipio, comité/empresa y beneficiarios para la operación de los sistemas.
- Funcionamiento del sistema: Presentar con claridad los componentes del sistema, su funcionamiento, la identificación de factores que pueden afectar su operación, así como la correcta recolección de datos e información que el sistema proporcione respecto a su operación misma. Además, se debe incluir las buenas prácticas que permiten mantener las condiciones del servicio y la vida útil de los componentes.
- Procedimiento de mantenciones: Indicar con claridad las actividades de mantenimiento preventivo que deben ser aplicadas, así también cuales son los mecanismos frente a requerimientos de mantenimientos correctivos. Explicitando la necesidad de mantener bitácoras y registros de las acciones desarrolladas en este ámbito, para lo cual se incluye en el anexo referenciado una planilla de **Registro de mantenciones de sistema** que debe ser aplicada durante la operación del sistema. A continuación, se presentan los flujos que podrían ser considerados para ambos tipos de mantenimiento incluyendo a los actores de los proyectos.

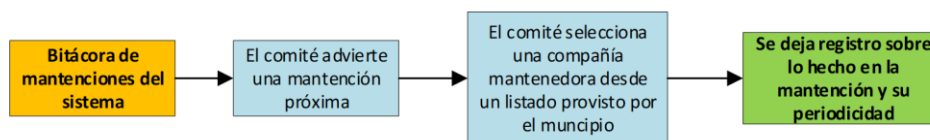


Ilustración 41. Flujo para mantenimiento preventivo

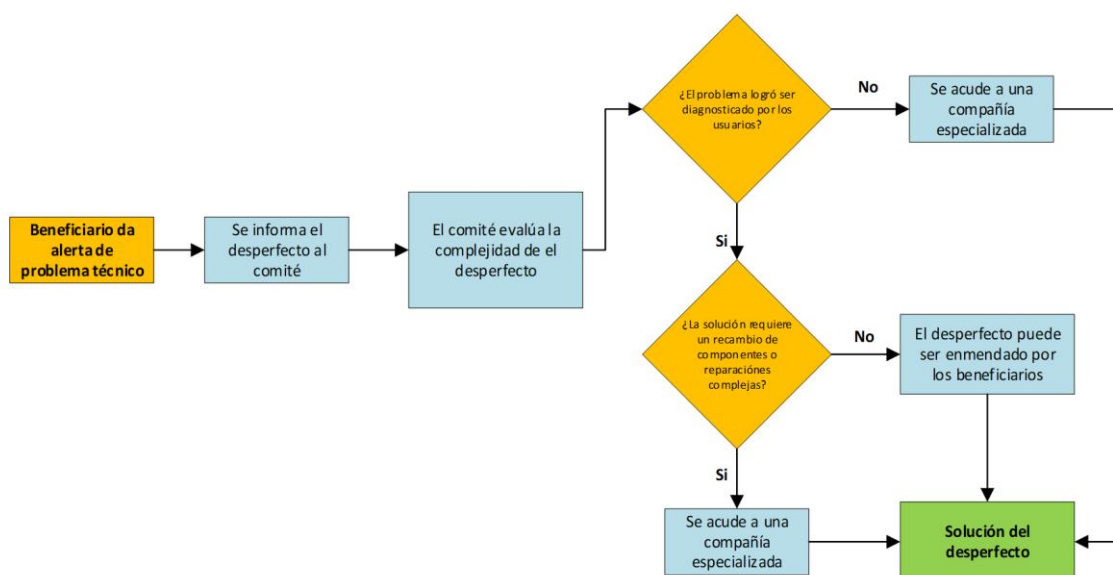


Ilustración 42. Flujo para mantenimiento correctivo para procedimiento municipal

- Educación financiera: Con el fin de cubrir una de las problemáticas comunes de los proyectos analizados y que tiene directo impacto en la sostenibilidad de los sistemas, se propone que las capacitaciones desarrolladas por el municipio al comité/empresa incluyan aspectos económicos para asegurar que esto sea comunicado también a los beneficiarios y se mantenga así el ingreso de dinero por concepto de tarifas en el tiempo, beneficiando así la operación y mantención de los sistemas. Para ello se propone que los temas a abordar sean:
 - Cobro de tarifas: Para asegurar la comprensión de que esto es una recaudación de fondos necesaria en pro de la conservación de la calidad del servicio y que debe ser mantenida en el tiempo.
 - Reajuste de tarifas: Que según los costos operativos y de mantenimiento y su variación en el tiempo, deben revisarse periódicamente la idoneidad de los cobros para cubrir los gastos del sistema.
 - Contabilidad: Que debe existir registros que sean auditables al menos una vez al año de los ingresos y egresos del proyecto, lo que puede implicar contratar un profesional que se haga cargo de llevar estos registros.
 - Inversión de fondos: Precisado los ítems y servicios en que pueden realizar gastos en beneficio de la mantención y operación de los sistemas.
 - Apertura de cuentas bancarias: Con el objetivo de mantener un registro ordenado de ingresos y egresos para apoyar la contabilidad del sistema.

Lo anterior, debe realizarse una vez conformado el primer comité de operación del sistema y/o el inicio de la administración de la empresa y repetirse cada vez que el comité/empresa se renueve, dejando registro de ello en la planilla de **Registro de capacitaciones** en el anexo citado anteriormente. El municipio podrá contar con apoyo técnico especializado para el desarrollo de algunos de los tópicos propuestos si así lo requiriera.

5.2.2. Propuesta de procedimientos de capacitación a incorporar en la formulación de proyectos a desarrollar por el comité para los beneficiarios

Una vez el comité/empresa cuente con la capacitación desarrollada por el municipio, deberá realizar capacitaciones a los beneficiarios para contribuir a la gestión integral de su operación y mantenimiento como se presenta en el **Anexo 4.b: Procedimientos de Capacitaciones -Comité**. Los temas por considerar incluyen a lo menos:

- Administración Base: Formalización a los beneficiarios sobre cuáles son las funciones y responsabilidades del municipio, comité/empresa y ellos mismos en cuanto a la operación de los sistemas con énfasis en a quién deben comunicar problemas o fallas de sus sistemas y cuáles serán los flujos de información y acciones a tomar frente a cada situación que se presente, como se propone en la siguiente ilustración.

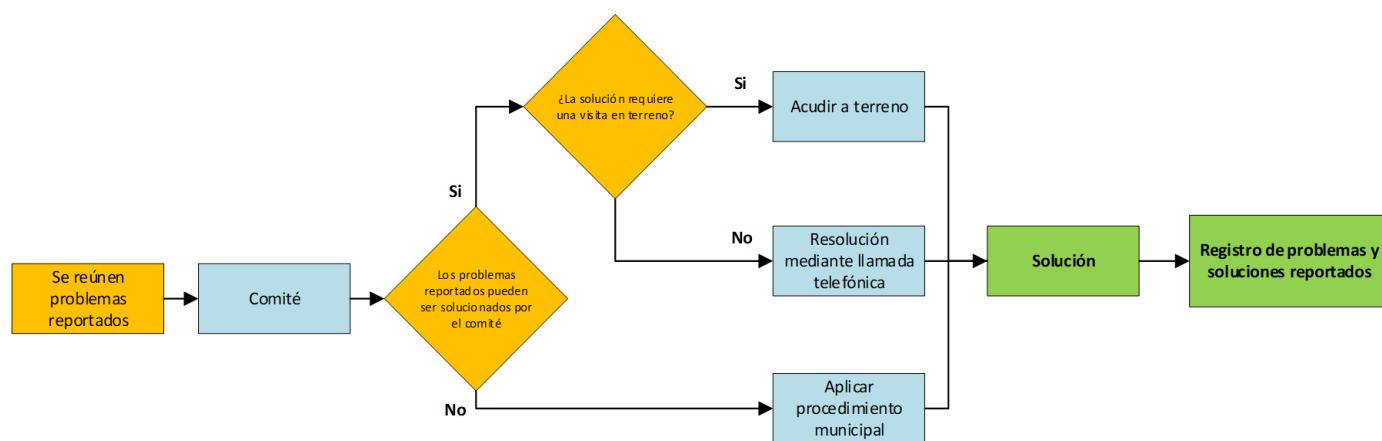


Ilustración 43. Diagrama de flujo ante consultas o problemas de los beneficiarios

- **Funcionamiento del sistema:** Presentar con claridad los componentes del sistema, su funcionamiento, la identificación de factores que pueden afectar su operación y así como la correcta interpretación de los datos que proporcione el sistema respecto a su operación misma. Además, se debe incluir las buenas prácticas que permiten mantener las condiciones del sistema y la vida útil de los componentes promoviendo el compromiso de los beneficiarios en el cuidado de este.

Lo anterior, debe realizarse al inicio de la operación del sistema y repetirse anualmente, repitiendo en caso de presentarse nuevos beneficiarios del sistema, dejando registro en la **Planilla de Registro de Capacitaciones** en el anexo citado anteriormente. El comité podrá contar con apoyo técnico especializado para el desarrollo de algunos de los tópicos propuestos si así lo requiriera e idealmente debe contar con el apoyo y supervisión del municipio para su desarrollo.

5.2.3. Propuesta de procedimientos de mantenimiento a desarrollar por el comité/empresa administradora

En el contexto de asegurar que la formulación del proyecto incluya aspectos para la sostenibilidad del servicio, se proponen procedimientos de mantenimiento a ser aplicados por el comité/empresa, precisando los flujos de información y registros que deben ser completados para una adecuada gestión del sistema, los que se presentan en el Anexo **4.b Procedimientos de mantenciones**

- **Mantenimiento preventivo:** Debe establecer las acciones y periodicidad según recomendaciones de la empresa implementadora y los proveedores de tecnología, de manera que, cuando se deban realizar, se seleccione un proveedor desde un listado provisto por el municipio y con ello se puedan planificar los costos de la mantención que en general podrían financiarse a partir de los fondos recaudados por cobro de tarifas a los beneficiarios. Toda acción de mantenimiento preventivo debe ser registrado con fecha, actividad realizada y responsable. A continuación, el flujo esperado para mantenimientos preventivos.

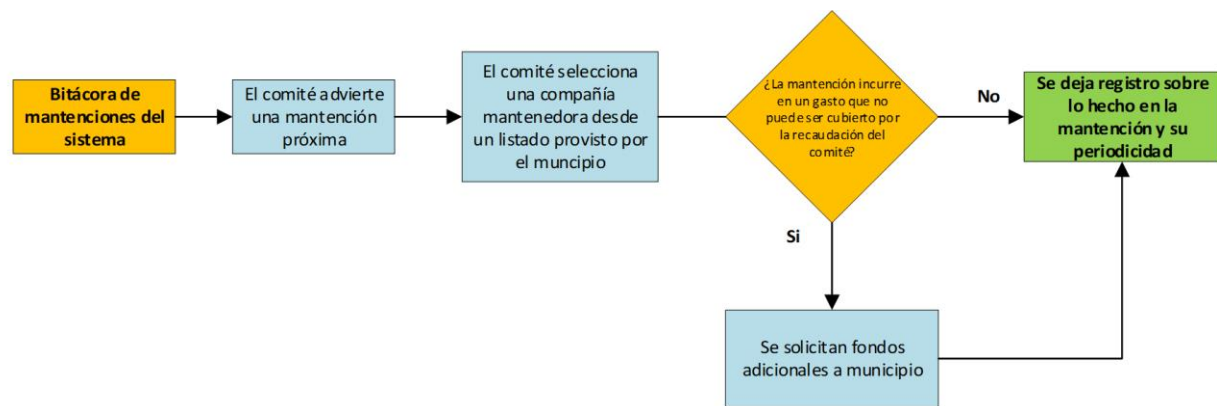


Ilustración 44. Diagrama de flujo para mantención preventiva

- **Mantenimiento correctivo:** Para este caso las acciones a tomar corresponderán a la presencia de fallas evidentes que pueden o ya han comprometido la continuidad del servicio, por lo que debe evaluarse la complejidad del problema, si esto requerirá un reemplazo de componentes y con ellos el costo de dicha mantención. Todo lo anterior, deberá ser también registrado con el objetivo de prevenir la ocurrencia y frecuencia lo que permite optimizar los costos de operación del sistema.

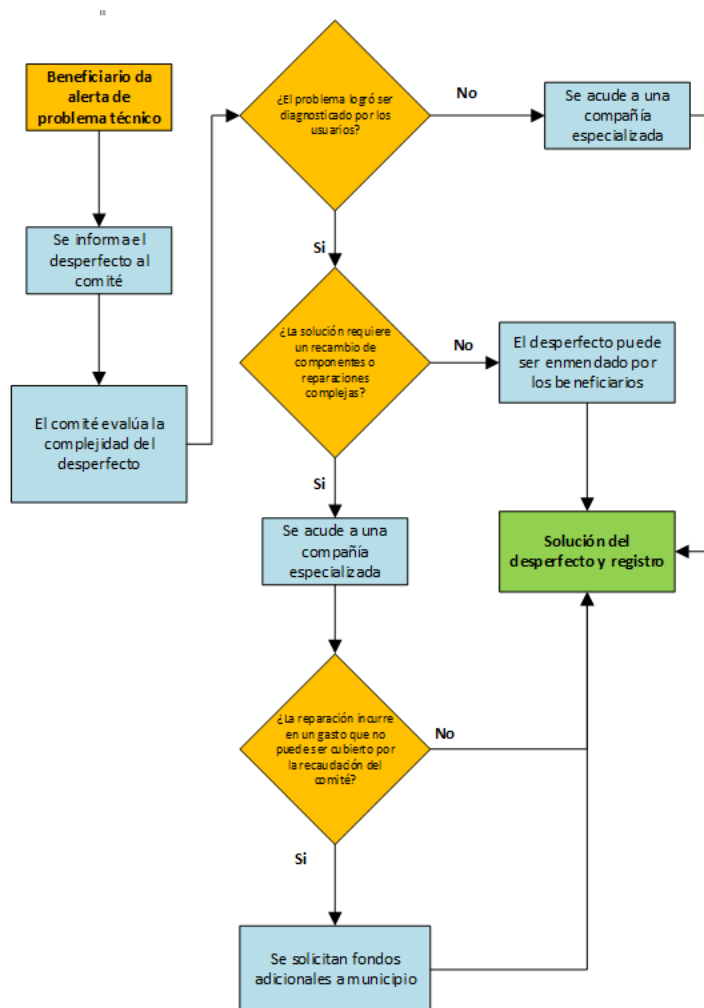


Ilustración 46. Flujo frente a mantenimiento correctivo

5.2.4. Propuesta de procedimientos de seguimiento del municipio al comité/empresa administradora

Como se observó en los proyectos analizados, los comités suelen operar por periodos de tiempo acotados, no renovándose cuando estos dejan de funcionar, así también se identificó incumplimiento de compromisos tales como el cobro de tarifas, gestión de reclamos o consultas de beneficiarios y las gestiones para actividades de mantenimiento. Por lo anterior, también se propone un procedimiento que se enfoque en establecer una ruta que el municipio pueda seguir para fiscalizar el funcionamiento y continuidad del comité abarcando la verificación de los siguientes puntos:

- Ejecución y registro de capacitaciones a beneficiarios
- Recaudación de cobros a beneficiarios
- Contabilidad con registros, respaldos y trazabilidad de ingreso y egresos
- Recepción y registros de consultas, reclamos y avisos de fallas de beneficiarios

- Gestión y ejecución de actividades de mantenimiento preventivas y correctivas
- Verificación de tarifa y ajustes en el tiempo
- Gestión de solicitud de recursos adicionales cuando los fondos propios no permitan intervenciones mayores que son necesarias para la continuidad del servicio
- Existencia de mecanismos de conformación de comité/empresa administradora y/o reemplazo de integrantes con participación de beneficiarios que aseguren la continuidad en el tiempo de la administración del sistema
- Cualquier otra obligación contractual acordada en el Contrato de Suministro de Energía que sea firmado entre las partes.

Lo anterior, deberá también ser registrado a modo de evidencia de la fiscalización efectuada por el municipio.

5.3. Determinar los costos referenciales por tamaño y por cada sistema de autogeneración que apoyan a la valoración de costos de los proyectos que postulan al SNI

A partir de los antecedentes levantados de los proyectos incluidos en el estudio, e información recopilada de evaluaciones de otros proyectos, se realiza un análisis estadístico de tal manera de obtener costos referenciales por tamaño y por cada sistema de autogeneración, estableciendo glosas que permitan diferenciar, los costos de tecnologías (equipos principales y secundarios), materiales (eléctricos y de obras civiles), mano de obras y tramitología de los proyectos.

Se construyen también indicadores por rango de potencia y por tipo de tecnología de generación de manera de poder comparar los indicadores con futuros proyectos de la misma tecnología y potencia.

El detalle de estos costos se presenta en el **Anexo 4.c – Cotizaciones**

5.3.1. Proyectos Solares fotovoltaicos

En el caso del estudio de la tecnología fotovoltaica se utilizaron datos presupuestarios de cuatro proyectos Coyhaique, Aysén, Alto Biobío, Corral e Isla Huapi.

Los valores de cada proyecto, además del número de instalaciones²⁰⁸ se muestran en la siguiente tabla:

²⁰⁸ Entiéndase esto como la cantidad de viviendas beneficiarias

Tabla 62 Proyectos solares fotovoltaicos

Proyecto	Numero de Instalaciones
Coyhaique	27
Aysén	40
Alto Biobío	97
Corral	30
Isla huapi	151

Para poder analizar los costos de estos proyectos se construyeron indicadores de acuerdo a distintos rangos de potencia pico instalada [kWp] de cada sistema. Para esto se agruparon los distintos presupuestos según proyecto fotovoltaico identificando la potencia de cada sistema; luego se agruparon los costos por potencia SSFVA [\$/kWp] como se pueden ver en la Tabla 63. Cabe destacar que el cálculo de los costos por potencia SSFV [\$/kWp] se realizó eliminando los costos percibidos por baterías, infraestructura de baterías y regulador de carga de manera de tener una referencia de costo de un sistema similar a la extensión de red.

Tabla 63 Indicadores Sistemas Fotovoltáicos

Proyecto	Potencia individual [kWp]	Viviendas	Costo [\$/vivienda]	Costo por potencia SSFVA [\$/kWp]	Costo por potencia SSFV [\$/kWp]
Alto Biobío	1,24	97	\$12.273.392	\$9.897.897	\$6.119.353
Aysén	0,9	40	\$15.164.745	\$16.849.717	\$9.744.014
Corral	0,9	30	\$9.583.662	\$10.648.513	\$8.723.847
Coyhaique	1,2	27	\$17.259.963	\$14.383.303	\$5.776.852
Isla Huapi	2,76	151	\$12.006.705	\$4.350.255	\$2.561.657

Al analizar los costos de los sistemas fotovoltaicos para los distintos proyectos, se identifica una directa relación respecto del costo por vivienda donde Corral presenta los costos comparativos más bajos mientras que Coyhaique presenta los más altos. Siendo esto un factor relevante a tener en consideración ya que Isla Huapi asegura una potencia mayor a la de Coyhaique y aun así el costo por vivienda es menor, esto puede estar argumentado más que por costos del sistema de autogeneración por costos producto de la logística dada la complejidad de la zona rural donde están emplazados los sistemas de autogeneración en Coyhaique.

Por otra parte, al analizar la composición de los costos, los equipos principales representan en promedio el 6% del costo total de los proyectos, el cual no presenta una mayor variación al analizarlo por potencia instalada de cada sistema, observando incluso una economía de escala para aquellos proyectos de mayor potencia, como es el caso de Isla Huapi.

Del mismo modo, los equipos secundarios, asociado a baterías, reguladores de carga e inversores, representa el mayor costo de los proyectos fotovoltaicos, con una representación promedio del 54%.

5.3.2. Proyectos eólicos

Para el caso de la tecnología eólica se utilizaron los sistemas de autogeneración híbrida de las islas que componen el proyecto de Isla Desertoires, considerando distintos rangos de potencias y viviendas abastecidas. Estos rangos de potencia promedio se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 64. Proyectos eólicos

Rango [kW]	Nº vivienda promedio	Potencia instalada [kW]
[<10]	17	4,5
[10-15]	35,5	12,75
[>15]	45	22,5

Los indicadores para los proyectos eólicos fueron calculados en primero lugar, agrupando los distintos presupuestos por diseño de prefactibilidad de los sistemas de las islas, considerando también la potencia final instalada. Posteriormente se agruparon los presupuestos según rango de potencia y se calcula un costo total promedio por proyecto junto con el número de vivienda promedio. Con esto podemos tener un costo promedio por vivienda y un costo por potencia instalada promedio según rango establecido.

Tabla 65 Indicadores Proyectos eólicos

Rango [kW]	Costo total proyecto	Nº vivienda promedio	Costo por vivienda [\$]	Costo por potencia instalada [\$/kW]
[<10]	\$149.773.295	17	\$8.810.194	\$33.282.954
[10-15]	\$490.948.678	35,5	\$13.829.540	\$38.505.779
[>15]	\$578.793.861	45	\$12.862.086	\$25.724.172

Al analizar los costos de los sistemas eólicos para los distintos proyectos, se identifica que a mayor potencia y número de beneficiarios los costos por vivienda y por potencia instalada disminuyen, en el caso de los costos por potencia instalada esta disminución es drástica en relación a los segmentos anteriores.

Por otra parte, al analizar la composición de los costos, los sistemas eólicos presentan una distribución más homogénea en comparación a los sistemas fotovoltaicos, ya que los equipos principales representan el 16% del costo total.

Del mismo modo, los insumos eléctricos, asociados a protecciones eléctricas, cableado de distribución e instalaciones eléctricas, representa el mayor costo con una representación promedio del 36%.

5.3.3. Proyectos hidroeléctricos

Para el caso de la tecnología hidroeléctrica se utilizaron como referencia sistemas de distintos rangos de potencias para generar una comparación acorde a los sistemas existentes de Colbún. Se considera de la misma manera que los proyectos eólicos, el costo por vivienda suministrada y el costo por potencia instalada.

Tabla 66 Indicadores proyecto Hidroeléctrico

Rango potencia[kW]	Costo total proyecto	N° vivienda	Costo por vivienda [\$]	Costo por Potencia instalada [\$/kW]
[22-24] 2 Micro centrales 10 [kW]	\$238.534.265	23	\$10.371.055	\$10.371.055
[22-24] 1 Micro centrales 20 [kW]	\$230.814.335	23	\$10.035.406	\$10.035.406

Al analizar los costos de los sistemas hidroeléctricos para distintas configuraciones de potencia con una y dos turbinas, se identifica que se genera una economía al considerar un solo equipo ya que la infraestructura requerida y mano de obra posee costos similares.

Por otra parte, al analizar la composición de los costos, los sistemas hidroeléctricos presentan una distribución más homogénea, donde los equipos principales representan el 14%, similar a los sistemas eólicos.

Del mismo modo, otros costos, asociado a transporte y materiales, mano de obra e imprevistos, son el responsable en promedio del 54% del costo total.

5.3.4. Comparación entre tecnologías

Se realiza el siguiente gráfico que permite analizar la relación y configuración de la distribución de costos entre las distintas tecnologías.

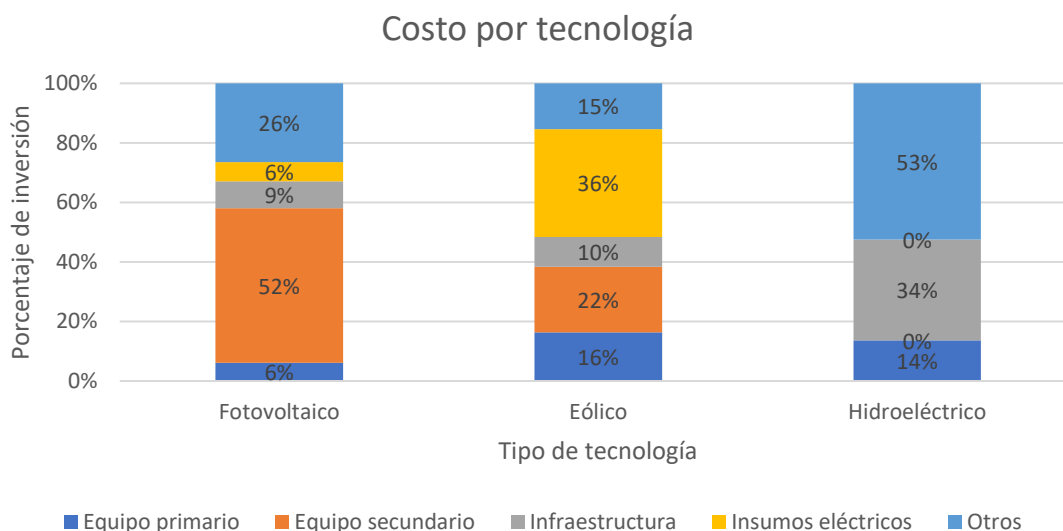


Ilustración 47 Proporción de configuración de costos por tecnología

De esta forma, se observa que los proyectos hidroeléctricos presentan la mayor parte de sus costos en Otros, siendo dispar respecto de las otras tecnologías que están entre el 15-25%.

Respecto del costo en infraestructura, la hidroeléctrica posee la mayor proporción de las 3 tecnologías analizadas con un 34%, mientras la fotovoltaica y eólica están en torno al 7-10%.

Del mismo modo, la tecnología fotovoltaica es la que presenta un menor costo de equipos principales, donde se ha visto reflejada la evolución del mercado donde los costos por potencias similares eran superiores hace 10 años, mientras en eólica e hidroeléctrica los costos están en torno al 14-16%.

De esta comparación se puede evidenciar que la implementación de sistemas de autogeneración fotovoltaicos y eólicos es más atractiva en cuanto a diversificación de costos, lo que genera poca concentración de volatilidad en un solo segmento. No así, por ejemplo, el caso de los sistemas hidroeléctricos donde tenemos un 53% de los costos enfocados en un solo ítem que no tiene claridad suficiente para manejar la incertidumbre de esa inversión.

6. Conclusiones

Durante el desarrollo del estudio se caracterizaron proyectos de autogeneración rural con tecnología fotovoltaica, minicentral hidroeléctrica e híbrido eólico -diésel desde información de prefactibilidad de diseño formulada en Ex Ante, evaluación de las instalaciones mediante visitas en terreno, así como también evaluaciones cualitativas y cuantitativas producto de la realización de encuestas a los beneficiarios, y entrevistas a actores claves dentro de sus respectivos modelos de gestión. Sobre lo anterior, se observó que los diseños de los sistemas subestiman la demanda de energía que requieren los beneficiarios para el uso residencial y no incluyen demandas asociadas a actividades laborales y/o turística; por otro lado, no se consideran factores geográficos y climáticos que inciden en la capacidad de generación de los sistemas, presentándose situaciones de beneficiarios con baja cobertura de generación eléctrica y con periodos sin suministro. En cuanto a infraestructura, los proyectos con menor nivel de gestión evidencian mayor cantidad de problemas en calidad de las instalaciones y fallas de componentes, con beneficiarios que ya no cuentan con suministro; por otra parte, proyectos con adecuada capacidad de generación evidencia una mejora en la calidad de vida de las familias que forman parte de las viviendas beneficiarias. En temas de percepción de calidad del servicio se demostró que esto se encuentra fuertemente relacionado a la gestión administrativa de los proyectos, ya que en sistemas donde el comité no se encuentra vigente se percibe un deterioro en la mantención de la infraestructura y descontento general por parte de los beneficiarios. En línea con lo anterior, los aspectos de mayor relevancia para los usuarios en términos de mejora de los sistemas y su gestión es la reparación y mantención de estos, aumento en la capacidad de generación y contar con mejor asistencia técnica para la resolución de problemas.

En cuanto al análisis del marco regulatorio se identificaron vacíos legales que justamente guardan relación con las dificultades que existen para establecer con claridad las funciones y responsabilidades de los distintos actores una vez puesto en operación los proyectos; también dichos vacíos afectan la fiscalización y centralización de las gestiones, así como la disposición de fondos para aquellos gastos en que se deben incurrir por conceptos de recambios de equipos o intervenciones de mantenimiento mayores, las cuales no son posibles cubrir con la recaudación de fondos por parte de los beneficiarios. Respecto a este último punto, también se identificó que no existe una normativa que establezca una metodología para su cálculo y que los subsidios disponibles para reinversión excluyen sistemas de autogeneración individual como es el caso de los sistemas fotovoltaicos. Por lo anterior, la principal propuesta generada en términos normativos es el desarrollo de una institucionalidad tal como una Agencia de Electrificación Rural que cuente además con Fondo de Electrificación Rural con planificación de los proyectos operativos y las inversiones requeridas para mantener las condiciones y calidad del servicio, sobre todo considerando la limitante de tarifas que pueden ser cobradas a los beneficiarios en vista de las características de vulnerabilidad de la población atendida. En relación con este último punto, se considera relevante

establecer también una normativa asociada a la definición de tarifas y subsidios que permita diferenciarse de la usada para viviendas conectadas a la red con tarifas reguladas dada la diferencia en las realidades económicas presentes entre ellas.

Si bien existen modelos de gestión para la operación y mantención de los sistemas, estos no se mantienen en el tiempo debido a problemas de seguimiento y fiscalización de parte de un ente regulador que asegure el cumplimiento de los compromisos de la figura de comité, cooperativa y/o empresa que inicie la administración del proyecto una vez puesto en operación. De la mano con lo anterior, las tarifas estimadas en el diseño del proyecto no son aplicadas, por lo que los sistemas no permiten generar fondos que sustenten la operación y mantención en el tiempo, dependiendo de los presupuestos que puedan solicitar a entes públicos. Respecto a los proyectos que, si presentan buenos resultados en la administración y calidad del servicio, se determina que el elemento diferenciador es la participación de comités, municipios, empresa de asistencia técnica y beneficiarios en forma coordinada y con canales de comunicación claros y cobro de tarifa para la generación de ingresos que permiten una buena operación y mantención de los sistemas.

Finalmente, se analizó la metodología de formulación y evaluación para proyectos de electrificación rural en busca de mejoras que se puedan proponer y/o herramientas metodológicas a considerar dentro del diseño de prefactibilidad. De esto se obtuvo que la metodología actual abarca todos los elementos necesarios para asegurar un buen diseño y ejecución de los proyectos, el problema para garantizar la sostenibilidad de los sistemas en el tiempo radica en la falta de procedimientos y registros que se formulen durante la evaluación Ex Ante, pero que sirvan para la implementación de toda la vida útil del proyecto, es por esto, que se presentan tres procedimientos que tienen relación con los temas más relevantes que se pudieron evidenciar de los modelos de gestión actuales y las visitas en terreno que son: capacitaciones, seguimiento del estado del sistema en temas administrativos y de operación, y mantenimiento.

7. Bibliografía

Energy Catalyst, 'Theme Guide : Off- Grid Regulations & Standards'.

Federal Ministry of Power Works and Housing, 'Federal Republic of Nigeria Rural Electrification Strategy and Implementation Plan'.

<https://nep.rea.gov.ng/who-we-are/>

IRENA, 'Policies and Regulations for Renewable Energy Mini-Grids' (2018). p7

Islam Sharif and Marufa Mithila, 'Rural Electrification Using PV: The Success Story of Bangladesh' (2013) 33 Energy Procedia 343
<<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.075>>. p344

Lighting Global, 'Solar Home System Kit Quality Standards' [2018] Solar Home System Kit Quality Standards 11 <https://www.lightingglobal.org/wp-content/uploads/2018/09/SHS_MQS_v2_4-20180901.pdf>.

Ministerio de Energía (2015). Política Energética Nacional 2050.

Ministerio de Energía (2018). Ruta Energética 2018-2022.

Ministerio de Energía (2019). Mapa de Vulnerabilidad Energética.

Ministerio de Energía y Minas, DECRETO SUPREMO N° 020-2013-EM: Aprueban Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red 2013 498132.

Ministry of Power Energy and Mineral Resources, 'Renewable Energy Policy of Bangladesh' [2008] Energy.

Osinergmin, 'Energías Renovables, Experiencia y Perspectivas En La Ruta Del Perú Hacia La Transición Energética.' (2019).

PNUD (2018): Pobreza energética: análisis de experiencias internacionales y aprendizajes para Chile. Santiago de Chile, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Sean; Esterly, Ian; Baring-Gould and Samuel Booth, 'Quality Assurance Framework for Mini-Grids' NREL/PR-7A40-68414 <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68414.pdf>>.

Technical Standards Committee, Technical Specifications for Solar Home System (SHS), IDCOL Solar Program 2017.

USAID, 'Nigeria Power Sector Program, Nigeria Off-Grid Energy Market - Intelligence Report' (2019) <https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00XGH7.pdf>.

- Argomedo P, Rosa María. Financiamiento Estatal en Chile Programa Electrificación Rural (PER). Ministerio de Energía. Presentación: Workshop on Energy Storage for Sustainable Development April 16-17 2015, Rio de Janeiro.
- Ministerio de Desarrollo Social (2018). Orientaciones Sectoriales Energía 2018.
- Ministerio de Desarrollo Social (2019). Requisitos de Información para postulación de iniciativas de inversión. RIS-2019.
- Ministerio de Energía. Ruta de la Luz.