



Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en los Índices de Calidad del Suministro Eléctrico en Sectores Rurales de Chile

GONZALO IGNACIO MARTÍNEZ MENESES

2025

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Mag. Rodrigo Rozas Valderrama (UTFSM)

Co-Referente:
Mag. Ricardo Cifuentes Carrasco (SAESA)

Agosto, 2025.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en los índices de Calidad del Suministro Eléctrico en Sectores Rurales de Chile

Nombre del candidato(a): Gonzalo Ignacio Martínez Meneses

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Santiago San Joaquín; **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Rozas Valderrama, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 18-08-2025

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 18-08-2025

; Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en los Índices de Calidad del Suministro Eléctrico en Sectores Rurales de Chile

GONZALO IGNACIO MARTÍNEZ MENESES

2025

“Y al final, enfrenté todo y me mantuve erguido... lo hice a mi manera.”

Agradecimientos

No puedo sino comenzar agradeciendo a mis padres, quienes han sido el pilar fundamental para poder cerrar este ciclo. Son ellos los responsables de que hoy afronte la vida con determinación, incluso cuando todo parece cuesta arriba. A mi mamá, gracias infinitas por cada conversación honesta, por el amor incondicional que me ha entregado y por ser mi más sabia consejera. En cada momento de duda, en cada caída, ahí estuvo ella, dándome el aliento necesario cuando ya no quedaban incentivos aparentes para continuar. A mi papá, gracias por cada enseñanza silenciosa, por mostrarme con acciones —más que con palabras— lo que significa el compromiso, la responsabilidad y la pasión por el trabajo bien hecho. Su esfuerzo diario y su capacidad de mantenerse firme frente a la adversidad despertaron en mí una profunda admiración que llevo grabada con orgullo.

Espero, algún día, poder retribuirles todo lo que han hecho por mí. No sé si existirá forma suficiente de devolverles tanto amor, tanto esfuerzo y tantas renunciaciones, pero intentaré vivir una vida que los haga sentir orgullosos.

A mis hermanos, Vicente y Benjamín, los motores de mi vida. Gracias por ser refugio, alegría, y una reconexión permanente con mi infancia. Con ustedes la vida se detiene, se aligera, se vuelve simple y feliz. En cada juego, en cada risa, olvido el cansancio y recuerdo lo esencial: que vivir también es disfrutar.

A mi compañera, Alexandra, gracias por caminar a mi lado con tanto amor. Gracias por ser mi refugio, mi consuelo y mi alegría instantánea. Tu compañía ha sido vital para sostenerme cuando sentía que todo se venía abajo. Tu apoyo no fue solo emocional, sino también práctico y real. Tu hombro ha sido abrigo, empuje y calma. Gracias por confiar en mí incluso en mis momentos más inciertos.

A mis abuelos, Juan y Marisol, gracias por la crianza, por los recuerdos hermosos que aún construimos y por ser parte esencial de mi vida. Su cariño es profundo, sincero y generoso. A mis tías Camila, Karen y Catalina, gracias por estar presentes a pesar del tiempo y la distancia, por ser parte de mi infancia feliz, por ser ese apoyo silencioso pero firme. A mis tíos Carlos y Felipe, gracias por los momentos divertidos compartidos y por el apoyo familiar que siempre han entregado con cercanía y afecto. A mis primos Renato y Valentina, por recordarme, con su inocencia y ternura, que el mundo todavía guarda belleza, y que el niño feliz que alguna vez fui sigue vivo dentro de mí.

A todas y todos ustedes, mi cariño eterno y mi gratitud infinita. Son parte de este logro tanto como yo.

No puedo dejar de agradecer también a las personas que me acompañaron en la última etapa de este viaje universitario. A mi amigo y compañero de estudio y aguante, Richard: gracias por tu constancia, tus conversaciones, tu apoyo incondicional en las jornadas de “trabajo” y tu presencia sincera en los momentos clave. A mis amigos Sebastián y Mauricio, por su amistad inagotable que perdura desde que éramos niños; gracias por siempre

tenerme presente y por estar ahí cada vez que fue necesario, incluso en la distancia o el silencio. A mi profesor guía, Rodrigo Rozas Valderrama, por entregarme las herramientas y el acompañamiento necesario para concretar esta memoria. Agradezco sinceramente su disposición, su tiempo y su compromiso genuino con mi trabajo.

También agradezco a Pablo Padilla, integrante de SAESA, quien desde el primer momento me brindó amabilidad, tiempo y dedicación, facilitando información clave para el desarrollo de este estudio. Su colaboración fue esencial para la conexión entre la teoría y la realidad del sistema eléctrico.

Y cómo olvidar a quienes compartieron conmigo el día a día universitario. A mis compañeros Felipe R., Arnaud C., Rodrigo R., Cristóbal V., Cristóbal L., Macarena S., Nicolás G., Joaquín C., y muchos otros que estuvieron presentes con palabras, ideas, comidas y risas. A todos quienes, de una u otra forma, aportaron a mi formación, mi ánimo y mi crecimiento personal: gracias.

Este trabajo es también de ustedes.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	V
Índice de Tablas	IX
Abstract	1
Resumen	2
1. Introducción	3
2. Estado del Arte	5
2.1. Calidad de Suministro	5
2.1.1. Interrupciones de suministro	6
2.1.1.a. Indicadores individuales de interrupción de suministro	8
2.1.1.b. Indicadores Globales de Interrupción de Suministro	10
2.1.2. Indicadores Estadísticos de Calidad de Suministro	12
2.1.2.a. Índices para Clientes Finales Interrumpidos	12
2.1.2.b. Índices para Potencia Interrumpida	13
2.1.2.c. Índices para Energía Interrumpida	13
2.1.2.d. Flexibilidad Operacional	14
2.1.3. Desconexiones programadas	14
2.1.3.a. Programación de desconexiones	14
2.1.3.b. Duración de Desconexiones Programadas	15
2.1.3.c. Consideraciones Especiales para Desconexiones Programadas	16
2.1.3.d. Informes para Desconexiones Programadas	16
2.1.3.e. Indicadores de Desconexiones Programadas	17
2.2. Sanciones, Multas y Compensaciones	17
2.2.1. Superintendencia de Electricidad y Combustibles	17
2.2.1.a. Régimen Sancionatorio	18
2.2.2. Compensaciones en la Distribución Eléctrica	22
2.2.3. Compensaciones en Instalaciones no Destinadas a la Distribución	25
2.2.3.a. Límites Monetarios	27
2.2.3.b. Proceso de Determinación y Pago de Compensaciones	28
2.3. Generación Distribuida	28
2.3.1. Pequeños Medios de Generación Distribuida	28
2.3.1.a. Aspectos Técnicos	30

2.3.1.b. Modelo Tarifario y Comercial	32
2.3.1.c. Estado Actual	33
2.3.2. Pequeños Medios de Generación	36
2.3.2.a. Estado Actual	36
2.3.3. NetBilling	39
2.3.3.a. Aspectos Técnicos	39
2.3.3.b. Modelo Tarifario y Comercial	41
2.3.3.c. Estado Actual	43
2.4. Experiencia Internacional	45
2.4.1. España	45
2.4.2. Brasil	45
2.4.3. Grecia	46
3. Comunas Críticas	48
3.1. Obtención y Selección de Datos	48
3.2. Caracterización de Comunas Críticas	49
3.2.1. Quemchi	62
3.2.1.a. SAIDI	64
3.2.1.b. SAIFI	67
3.2.1.c. Causas de Interrupciones	68
3.3. Conclusiones del Capítulo	70
4. Dimensionamiento de Generación Distribuida	71
4.1. Análisis Histórico del Consumo Eléctrico	71
4.2. Dimensionamiento	84
4.2.1. Cobertura de SAIDI crítico	85
4.2.2. Cobertura de ENS acumulada	86
4.2.3. Cobertura Clientes	89
4.2.4. Cobertura Estadística Modal	91
4.3. Ubicación	92
4.4. Conclusiones del Capítulo	95
5. Análisis de Disponibilidad de Recursos y Factibilidad Técnica	97
5.1. Tecnologías Relevantes en el Contexto Local	97
5.2. Análisis de Recursos	100
5.2.1. Potencial Solar	100
5.2.2. Potencial Eólico	106
5.2.3. Potencial Hidroeléctrico	114
5.2.4. Potencial Diésel	116
5.3. Factibilidad Técnica	120
5.3.1. Energía Fotovoltaica	120
5.3.2. Energía Eólica	123
5.3.3. Energía Diésel	124
5.3.4. Almacenamiento Energético	126
5.4. Operación en Isla	128
5.5. Conclusión del Capítulo	130

6. Evaluación Económica Comparativa	132
6.1. Antecedentes Regulatorios	132
6.1.1. Marco sancionatorio por incumplimiento de SAIDI y SAIFI	132
6.1.1.a. Fundamento legal y clasificación de infracciones	133
6.1.1.b. Criterios para la determinación del monto de la multa	133
6.1.2. Multas	134
6.1.3. Compensaciones	136
6.2. Metodología de Evaluación	138
6.3. Resultados	140
6.4. Conclusiones del Capítulo	149
7. Propuesta de Criterios para Implementación	151
7.1. Criterios Técnicos	151
7.2. Criterios Económicos	154
7.3. Criterios Regulatorios	155
7.3.1. Registro obligatorio de generación de respaldo	155
7.3.2. Reporte mensual de generación de respaldo al CEN	156
7.3.3. Valoración tarifaria de la energía de respaldo	156
7.3.4. Creación de la figura regulada PMGDr	156
7.3.5. Fortalecimiento del vínculo entre PMGD y distribuidoras	157
7.3.6. Reforzamiento del rol de la SEC	157
7.4. Matriz de Evaluación Multicriterio	157
7.4.1. Conformación de la matriz	157
7.4.2. Criterios considerados	158
7.4.3. Escala de puntuación	158
7.4.3.a. Asignación de puntajes por criterio	158
7.4.4. Cálculo del puntaje total y rango de conveniencia	160
7.4.5. Ejemplo de aplicación: comuna de Quemchi	160
7.5. Conclusiones del Capítulo	161
8. Desarrollo de una estrategia de implementación y Evaluación de Impacto	162
8.1. Diseño de Estrategia de Implementación	162
8.1.1. Dimensionamiento de la solución	163
8.1.2. Frecuencia y duración esperada de respaldo	163
8.1.3. Ubicación y segmentación del sistema	163
8.1.4. Estrategia operativa	163
8.2. Evaluación del Impacto	164
8.3. Conclusiones del Capítulo	165
9. Conclusiones	166
Apéndices	168
A. Tablas	168

B. Ecuaciones	188
B.1. Compensaciones	188
B.1.1. Energía interrumpida	188
B.1.1.a. Clientes Libres	188
B.1.1.b. Clientes regulados	188
C. Figuras	190
C.1. Potencial de Energías Renovables	190

Índice de Figuras

2.1.	Flujograma de clasificación de interrupciones según origen y tipo. Fuente: Elaboración propia.	8
2.2.	Evolución del SAIDI en Chile, entre los años 2012 y 2024. Fuente: [5]-“Portal Energía Abierta”.	11
2.3.	Esquema ilustrativo que componen las variables del indicador <i>SAIDI</i> . Fuente: Elaboración propia a partir de [6].	12
2.4.	Monto y cantidad de sanciones emitidas por la SEC desde el 2020 al 2024. Fuente: [5] y [9].	22
2.5.	Monto de compensaciones instruidas por la SEC desde el 2020 al 2024. Fuente: [11], [12], [5] y [9].	24
2.6.	Cantidad de compensaciones instruidas por la SEC desde el 2020 al 2024. Fuente: [11], [12], [5] y [9].	25
2.7.	Capacidad instalada de PMGD por región y subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].	34
2.8.	Capacidad instalada total de PMGD por subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].	35
2.9.	Capacidad instalada de PMG por región y subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].	37
2.10.	Capacidad instalada total de PMG por subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].	38
2.11.	Capacidad instalada de Netbilling por región y subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].	44
3.1.	Mapa de calor con las 15 comunas con mayor <i>SAIDI</i> acumulado durante el año 2012 al 2023. Fuente: Elaboración propia.	50
3.2.	Top 10 Comunas con mayor SAIDI global registrado durante 2023. Fuente: Elaboración propia.	51
3.3.	Regiones con mayor porcentaje de comunas incumplidoras de índice SAIDI en 2023. Fuente: Elaboración propia.	53
3.4.	Gráfico de proporción de empresas distribuidoras que incumplen límite normativo <i>SAIDI</i> . Fuente: Elaboración propia.	55
3.5.	Desglose de incumplimiento de <i>SAIDI</i> por empresa y su relación con el tipo de urbanidad. Fuente: Elaboración propia.	58
3.6.	Distribución de comunas según densidad de red y clasificación territorial. Fuente: Elaboración propia.	59
3.7.	Top comunas con mayor <i>SAIDI</i> por causa interna en el año 2023. Fuente: Elaboración propia.	61
3.8.	Mapa territorial de la comuna de Quemchi.	62

3.9.	Alimentadores sector norte de Chiloé. Focalización en alimentador Degañ, que suministra la energía a Quemchi. Fuente: Elaboración propia a partir de [28].	63
3.10.	SAIDI general en Quemchi desde el año 2012 al 2023. Fuente: Elaboración propia.	64
3.11.	SAIDI mes a mes para el año 2024 en la comuna de Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	65
3.12.	SAIDI por causa interna desde el año 2012 al 2024 en la comuna de Quemchi junto al límite normativo correspondiente. Fuente: Elaboración propia.	66
3.13.	SAIFI mes a mes para el año 2024 en la comuna de Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	67
3.14.	Detalle de causas por interrupciones I en Quemchi para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	69
4.1.	Potencia activa media en Quemchi registrada para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	72
4.2.	Potencia activa media en Quemchi entre Abril y Septiembre.	73
4.3.	Potencia activa media en Quemchi en los meses de Enero, Febrero, Marzo, Octubre, Noviembre y Diciembre.	73
4.4.	Día típico en relación a la potencia activa promedio consumida en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	75
4.5.	Potencia activa media en Quemchi en días extremos (máximos y mínimos) y día típico (promedio horario anual) para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	76
4.6.	Potencia activa promedio diario en una semana típica en Quemchi para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	77
4.7.	Mapa de calor con la distribución de potencia activa media en relación al día semanal en función a la hora diaria para Quemchi en el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	78
4.8.	Potencia activa promedio mensual en Quemchi para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	79
4.9.	Promedio de la potencia activa horaria por mes en Quemchi en el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	81
4.10.	Distribución estadística mensual de la potencia activa media registrada en Quemchi durante el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	83
4.11.	Potencia activa media por estación del año en Quemchi en el año 2024 en función de las horas del día. Fuente: Elaboración propia.	84
4.12.	Comparativa de SAIDI acumulado para el año 2024 frente al SAIDI acumulado al respaldar interrupciones con mayor incidencia en el indicador. Fuente: Elaboración propia.	85
4.13.	Eventos de ENS en Quemchi a respaldar y totales para cumplir límite normativo de indicador SAIDI para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	87
4.14.	Verificación de tiempo de respaldo para cubrir SAIDI y cumplir límite normativo en Quemchi en función de los clientes afectados. Fuente: Elaboración propia.	89

4.15.	Rango de duración de interrupciones con énfasis en intervalos para cubrir SAIDI y cumplir límite normativo en función de la frecuencia. Fuente: Elaboración propia.	91
4.16.	Mapa de interrupciones en la comuna de Quemchi y división territorial para análisis de ubicaciones de GD. Fuente: Elaboración propia a partir de información de la SEC.	93
5.1.	Centrales generadoras, PMGD y PMG existente en la provincia de Chiloé en 2025. Fuente: Elaboración propia.	98
5.2.	Proyectos NetBilling declarados en Chiloé. Fuente: Elaboración propia.	99
5.3.	Temperatura promedio mensual en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	101
5.4.	Curva horaria promedio mensual de radiación global horizontal en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	102
5.5.	Tipos de radiación presentes en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	104
5.6.	Promedio horario de variación de nubes y sombras en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	105
5.7.	Variación anual de la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	108
5.8.	Variación mensual de la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	109
5.9.	Perfil diario de la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	110
5.10.	Rosa de los vientos para alturas de estudio de potencial eólico en Quemchi. Fuente: [35].	111
5.11.	Distribución de Weibull la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	112
5.12.	Ubicación de centro de almacenamiento de combustible y gasolineras ubicadas en Chiloé. Fuente: Elaboración propia a partir de [42].	117
5.13.	Variación de precio en el petróleo diésel para estación Petrobras ubicada en comuna de Quemchi entre febrero y abril del 2025. Fuente: Elaboración propia a partir de [43].	118
5.14.	Interrupciones I definidas por bloque horario. Fuente: Elaboración propia.	122
5.15.	Operación en isla con GD. Fuente: elaboración propia a partir de [57].	129
6.1.	Top 5 empresas distribuidoras con mayor quantum de multas asociadas a índices SAIDI-SAIFI. Fuente: Elaboración propia.	135
6.2.	Relación de variables mediante dispersión para representar incidencia en quantum de multas ligadas a índices SAIDI-SAIFI. Fuente: Elaboración propia.	136
6.3.	Distribuidoras que han generado mayor monto en compensación entre los años 2021-2024. Fuente: Elaboración propia.	137
6.4.	Diagrama de caja para representación del valor hora de exceso de SAIDI. Fuente: Elaboración propia.	141
6.5.	Comparación del valor de multa necesaria en \$/h para viabilidad financiera en proyectos de GD según metodología de estudio. Fuente: Elaboración propia.	142
6.6.	Rangos de viabilidad de tecnologías y metodologías propuestas. Fuente: Elaboración propia.	144

6.7.	Sensibilidad para tecnologías propuestas de GD en relación a horas de exceso de <i>SAIDI</i> y variación del valor de multa (\$/h) para viabilidad financiera en metodología de cobertura de <i>SAIDI</i> crítico.	146
6.8.	Sensibilidad para tecnologías propuestas de GD en relación a horas de exceso de <i>SAIDI</i> y variación del valor de multa (\$/h) para viabilidad financiera en metodología de cobertura de ENS.	147
6.9.	Distribución de viabilidad relacionado a todas las tecnologías propuestas en base a la sensibilidad realizada para las dos metodologías que otorgaban la multa mínima y máxima necesaria para la viabilidad financiera. .	148
8.1.	Esquema funcional de la estrategia de implementación en Quemchi. . . .	165
C.1.	Potencial renovables para los años 2023-2027. Fuente: [33].	190

Índice de Tablas

1.1.	Indicadores de calidad por país (2023). Fuente: [1].	3
1.2.	Empresas investigadas y con información disponible de calidad. Fuente: [saidi.americalatina].	4
2.1.	Exigencias de reposición de suministro durante estado anormal. Fuente: [3].	7
2.2.	Límites <i>TIC</i> y <i>FIC</i> por par comuna-empresa hasta el año 2025. Fuente: [3].	8
2.3.	Límites <i>TIC</i> y <i>FIC</i> por par comuna-empresa desde el año 2026 en adelante. Fuente: [3].	9
2.4.	Porcentaje mínimo de clientes del par comuna-empresa al que se aplican los indicadores <i>TIC</i> y <i>FIC</i> . Fuente: [3].	9
2.5.	Límites <i>SAIDI</i> y <i>SAIFI</i> por par comuna-empresa hasta el año 2025. Fuente: [3].	10
2.6.	Límites <i>SAIDI</i> y <i>SAIFI</i> por par comuna-empresa desde el año 2026. Fuente: [3].	10
2.7.	Límites de duración acumulada y duración máxima de una desconexión programada para BT y MT en un periodo de 12 meses consecutivos. Fuente: [3].	16
2.8.	Monto y cantidad de sanciones por año. Fuente: [5] y [9].	21
2.9.	Monto de compensaciones por tipo y año en millones de USD. Fuente: [11], [12], [5] y [9].	23
2.10.	Número de clientes compensados por tipo y año. Fuente: [11], [12], [5] y [9].	23
2.11.	Capacidad instalada de PMGD por región y subtipo tecnológico. Fuente: [16].	35
2.12.	Capacidad instalada de PMG por región y subtipo tecnológico. Fuente: [16].	38
2.13.	Capacidad instalada Biomasa y solar fotovoltaica por región. Fuente: [16].	44
3.1.	Desglose de <i>SAIDI</i> por causa en las 10 comunas con mayor <i>SAIDI</i> total durante el año 2023. Fuente: Elaboración propia.	51
3.2.	Detalle de empresas con concesiones de distribución eléctrica en comunas que cumplen el límite normativo para el indicador <i>SAIDI</i> . Fuente: Elaboración propia.	56
3.3.	Distribución de comunas según densidad de red y clasificación territorial. Fuente: Elaboración propia.	59
3.4.	Comunas con mayor <i>SAIDI</i> por causa interna durante el año 2023. Fuente: Elaboración propia.	61
3.5.	Evolución anual de indicadores por causa. <i>SAIDI</i> (2012–2024) y <i>SAIFI</i> (2024).	68

3.6.	Códigos alfanuméricos, descripciones y porcentaje de causas internas más frecuentes en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	70
4.1.	Promedio de potencia activa por día de la semana en Quemchi durante el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	77
4.2.	Promedio mensual de potencia activa en Quemchi durante el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	80
4.3.	Horarios y valores de potencia activa <i>peak</i> máxima y mínima por mes en Quemchi durante 2024. Fuente: Elaboración propia.	82
4.4.	Eventos a cubrir para cumplir con SAIDI ≤ 14 h en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	86
4.5.	Eventos con mayor ENS que permiten cumplir SAIDI ≤ 14 h en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	88
4.6.	Eventos con mayor afectación de clientes que permiten cumplir SAIDI ≤ 14 h en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	90
4.7.	Resumen por rangos de duración de eventos en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	92
4.8.	Resumen por ubicación de las interrupciones en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	95
5.1.	Pequeños medios de generación y otras instalaciones en Chiloé. Fuente: Elaboración propia.	98
5.2.	Capacidad instalada bajo régimen de Net Billing en la provincia de Chiloé. Fuente: Elaboración propia.	99
5.3.	Resumen mensual de radiación solar horizontal en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	103
5.4.	Resumen del análisis del potencial solar en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	106
5.5.	Resumen del perfil horario promedio diario de la velocidad de viento en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	110
5.6.	Parámetros de distribución de Weibull para distintas alturas en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	113
5.7.	Resumen del análisis del potencial eólico en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	113
5.8.	Resumen del análisis del potencial hidroeléctrico en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	116
5.9.	Resumen del análisis del potencial de generación diésel en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	120
5.10.	Área estimada para respaldo fotovoltaico en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	121
5.11.	Eventos seleccionados según franja horaria y su contribución al SAIDI en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	123
5.12.	Estimación de superficie requerida para aerogeneradores	124
5.13.	Resumen de generadores diésel seleccionados para el análisis técnico. Fuente: Elaboración propia.	125
5.14.	Superficie estimada requerida para la instalación de generadores diésel. Fuente: Elaboración propia.	126
5.15.	Resumen técnico de baterías seleccionadas para el análisis de factibilidad	128

6.1.	Evaluación de viabilidad por tecnología. Fuente: Elaboración propia.	144
7.1.	Clasificación según puntaje total. Fuente: Elaboración propia.	160
7.2.	Evaluación multicriterio aplicada a Quemchi. Fuente: Elaboración propia.	160
A.1.	Densidad de red por par comuna-empresa. Fuente: [3].	168
A.2.	Porcentaje de comunas incumplidoras por región. Fuente: Elaboración propia.	179
A.3.	Detalle de empresas con concesiones de distribución eléctrica en comunas que cumplen el límite normativo para el indicador SAIDI. Fuente: Elaboración propia.	180
A.4.	Multas Totales por Empresa [CLP]	182
A.5.	Compensaciones anuales pagadas por empresas distribuidoras (2020–2024 y parcial 2025). Fuente: Elaboración propia en base a información facilitada por la SEC.	182
A.6.	Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con generación diésel	183
A.7.	Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con generación diésel	183
A.8.	Flujo de caja - Cobertura clientes con generación diésel	183
A.9.	Flujo de caja - Cobertura estadística con generación diésel	183
A.10.	Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con generación fotovoltaica	184
A.11.	Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con generación fotovoltaica	184
A.12.	Flujo de caja - Cobertura clientes con generación fotovoltaica	184
A.13.	Flujo de caja - Cobertura estadística con generación fotovoltaica	184
A.14.	Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con generación eólica	184
A.15.	Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con generación eólica	185
A.16.	Flujo de caja - Cobertura clientes con generación eólica	185
A.17.	Flujo de caja - Cobertura estadística con generación eólica	185
A.18.	Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con FV+BESS	185
A.19.	Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con FV+BESS	185
A.20.	Flujo de caja - Cobertura clientes con FV+BESS	186
A.21.	Flujo de caja - Cobertura estadística con FV+BESS	186
A.22.	Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con Eólico + BESS	186
A.23.	Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con Eólico + BESS	186
A.24.	Flujo de caja - Cobertura de clientes con Eólico + BESS	186
A.25.	Flujo de caja - Cobertura estadística con Eólico + BESS	187
A.26.	Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con BESS	187
A.27.	Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con BESS	187
A.28.	Flujo de caja - Cobertura clientes con BESS	187
A.29.	Flujo de caja - Cobertura estadística con BESS	187

Nomenclatura.

$NTCSDx$	: Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución.
EG	: Equipo de generación.
$PMGD$	: Pequeños Medios de Generación Distribuidos.
FIC	: Frecuencia de Interrupciones a Clientes.
TIC	: Tiempo de Interrupciones a Clientes.
BT	: Baja Tensión.
MT	: Media Tensión.
$SAIFI$	: Frecuencia media de interrupción por cliente.
$SAIDI$	: Tiempo medio de interrupción por cliente.
SD	: Sistema de Distribución.
I	: Interrupción Interna.
E	: Interrupción Externa.
FM	: Fuerza Mayor.
$TR_{80\%}$	: Tiempo de Reposición de suministro para el 80 % de clientes.
$TR_{100\%}$	: Tiempo de Reposición de suministro para el 100 % de clientes.
TIC_{EA}	: Tiempo de Interrupción a clientes en Estado Anormal.
$CAIFI$	: Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente.
$CAIDI$	: Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente.
$ASIFI$	: Índice Promedio de Frecuencia de Interrupción del Sistema.
$ASIDI$	: Índice Promedio de Duración de Interrupción del Sistema.
$FMIK_j$	: Frecuencia Media de Interrupción.
$TTIK_j$	: Tiempo Total de Interrupción.
ENS	: Energía No Suministrada.
$ASCI$	: Corte Promedio del Sistema.
$ASIDI$	: Corte Promedio al Cliente.
FO	: Flexibilidad Operacional.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
$DADP_{BT}$	: Duración Acumulada de Desconexiones Programadas para Clientes en BT.
$DADP_{MT}$	: Duración Acumulada de Desconexiones Programadas para Clientes en MT.
CDP_{BT}	: Cumplimiento de Desconexiones Programadas en BT.
CDP_{MT}	: Cumplimiento de Desconexiones Programadas en MT.
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
SII	: Servicio de Impuestos Internos.
IF	: Informe de Falla.
EAF	: Estudio Análisis de Falla.
EnS	: Energía no Suministrada.

<i>EI</i>	: Energía Interrumpida.
<i>SEN</i>	: Sistema Eléctrico Nacional.
<i>NTCO_{PMGD}</i>	: Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión
<i>SCR</i>	: Solicitud de Conexión a la RED.
<i>PCE</i>	: Proceso de Conexión Expedito.
<i>CCE</i>	: Capacidad de Inyección para la Conexión Expedita.
<i>ICC</i>	: Informe de Costos de Conexión.
<i>PES</i>	: Previo a Puesta en Servicio.
<i>FR</i>	: Factor de Referenciación.
<i>GD</i>	: Generación Distribuida.
<i>ERNC</i>	: Energías Renovables No Convencionales.
<i>CHP</i>	: Cogeneración Eficiente.
<i>CIP</i>	: Capacidad Instalada Permitida.
<i>IEP</i>	: Inyección de Excedentes Permitida.
<i>MCIP</i>	: Máxima Capacidad Instalada Permitida.
<i>SMMC</i>	: Sistema de Medición, Monitoreo y Control.

Abstract

This study addresses the issue of poor electricity supply quality in isolated areas of Chile, with a particular focus on the commune of Quemchi, which has recorded *SAIDI* levels far above the regulatory threshold in recent years. This situation significantly affects users and results in substantial financial penalties for distribution companies.

As a solution, the implementation of backup Distributed Generation (DG) systems capable of operating in island mode during outages is proposed. A multicriteria evaluation is developed to prioritize critical areas and select viable technologies, considering variables such as network density, existing infrastructure, penalty history, and technical and economic feasibility.

A sizing methodology is applied based on historical electricity consumption and interruption data, proposing technological alternatives with different coverage levels, including diesel, battery energy storage systems (BESS), wind, and hybrid solutions.

The results show that the most cost-effective alternative for the commune is a 300 [kVA] diesel system located at four strategic points. This option significantly reduces the *SAIDI* level and confirms that the statistical coverage methodology is the most efficient design approach. Furthermore, diesel technology proves to be the most economically viable, as the avoided penalty amount provides a sufficient return to yield a positive NPV.

As an additional outcome, the study delivers a replicable model for other isolated areas in the country, creating opportunities to modernize the current regulatory framework and promote the integration of backup DG solutions in similar contexts.

Resumen

El presente estudio aborda la problemática de la baja calidad del suministro eléctrico en zonas rurales de Chile, particularmente en la comuna de Quemchi, la cual ha presentado niveles de *SAIDI* muy por sobre el umbral normativo durante los últimos años. Esta situación genera afectaciones significativas para los usuarios y conlleva sanciones económicas a las empresas distribuidoras.

Como solución, se propone la implementación de sistemas de Generación Distribuida (GD) de respaldo, capaces de operar en forma aislada durante eventos de interrupción del servicio. Se realiza una evaluación multicriterio para priorizar zonas y seleccionar tecnologías viables, considerando aspectos como densidad de red, infraestructura existente, historial de multas, y viabilidad técnica y económica.

El estudio desarrolla una metodología de dimensionamiento a partir del análisis de consumo eléctrico histórico y del comportamiento de las interrupciones, proponiendo alternativas tecnológicas con distintos grados de cobertura y respaldo, incluyendo sistemas basados en diésel, baterías (BESS), eólico y combinaciones híbridas.

Los resultados indican que la alternativa más costo-efectiva para la comuna corresponde a un sistema diésel de 300 [kVA], ubicado en cuatro puntos estratégicos. Esta opción permite una reducción significativa del *SAIDI* y valida que la metodología de cobertura estadística es la más eficiente en términos de diseño. Asimismo, se concluye que la tecnología diésel representa la alternativa más viable económicamente, considerando el quantum de la multa evitada como fuente de retorno que permite alcanzar un VAN positivo.

Como resultado adicional, el estudio permite obtener un modelo replicable para otras zonas críticas del país, generando oportunidades para modernizar el marco regulatorio vigente y facilitar la integración de soluciones de GD de respaldo en contextos similares.

Capítulo 1

Introducción

La calidad del suministro eléctrico es un aspecto fundamental para el desarrollo social y productivo de cualquier territorio. En Chile, si bien los indicadores promedio del sistema muestran una mejora sostenida en el tiempo, persisten zonas geográficas —principalmente rurales— donde los niveles de continuidad del servicio no cumplen con los estándares establecidos por la normativa vigente. Estas deficiencias afectan directamente la calidad de vida de los usuarios, limitan oportunidades de desarrollo económico y comprometen la equidad territorial en el acceso a servicios básicos.

A nivel latinoamericano, el análisis comparado de la calidad de servicio eléctrico entre países representa un desafío, principalmente por la diversidad de métricas utilizadas para evaluar la frecuencia y duración de las interrupciones. Mientras algunos países emplean los índices tradicionales *SAIDI* y *SAIFI*, otros utilizan variantes como *FEC/DEC* o *FMIK/TTIK*. En este contexto, la Tabla 1.1¹ presenta un resumen de los principales indicadores reportados por distintos países durante el año 2023, permitiendo evidenciar las diferencias existentes tanto en los niveles de desempeño como en las metodologías utilizadas.

Tabla 1.1: Indicadores de calidad por país (2023). Fuente: 1.

País	Índice frecuencia	Valor	Índice duración	Valor	Fuente
Argentina	<i>SAIFI</i>	10,2	<i>SAIDI</i>	16,5	GME*
Brasil	<i>FEC</i>	5,2	<i>DEC</i>	10,4	ANEEL
Chile	<i>SAIFI</i>	7,3	<i>SAIDI</i>	13,6	SEC
Colombia	<i>SAIFI</i>	15,4	<i>SAIDI</i>	23,4	SSPD
Ecuador	<i>FMIK</i>	6,0	<i>TTIK</i>	7,5	ARCERNNR
Guatemala	<i>FMIK</i>	5,1	<i>TTIK</i>	23,4	GME*
Perú	<i>SAIFI</i>	2,5	<i>SAIDI</i>	6,7	Osinergmin***

Complementariamente, en la Tabla 1.2 se muestra el universo de empresas investigadas en la región y el número de aquellas con información disponible sobre los indicadores *SAIDI* y *SAIFI* (o equivalentes) durante al menos dos años entre 2003 y 2019. De un total de 160 empresas evaluadas, 143 contaban con información suficiente para ser

¹* Promedio ponderado de una muestra de empresas calculado por el Grupo Mercados Energético

*** Solo considera MT

consideradas en estudios comparativos. Para fines de análisis, se seleccionaron países que contaran con al menos dos distribuidoras y un único regulador nacional.

Tabla 1.2: Empresas investigadas y con información disponible de calidad. Fuente: [saidi'americalatina].

N°	País	Empresas investigadas	Con información <i>SAIDI</i>	Con información <i>SAIFI</i>
1	Brasil	63	63	63
2	Chile	18	1	1
3	Colombia	21	21	21
4	Costa Rica	8	8	8
5	Ecuador	22	22	22
6	El Salvador	6	6	6
7	Panamá	3	3	3
8	Perú	15	15	15
9	Rep. Dominicana	4	4	4
Total		160	143	143
Seleccionadas para el estudio		160	143	143

Este panorama evidencia la necesidad de avanzar hacia marcos regulatorios y estrategias técnicas que permitan mejorar los estándares de calidad de servicio, especialmente en aquellas zonas donde los indicadores están persistentemente por debajo de la media.

En este contexto, el presente trabajo aborda el diseño e implementación de una solución de generación distribuida de respaldo en la comuna de Quemchi, Región de Los Lagos, considerando una metodología robusta de dimensionamiento, una evaluación técnica de factibilidad y una revisión crítica del marco regulatorio vigente. A partir de este caso de estudio, se busca aportar una estrategia replicable para el mejoramiento de la calidad de suministro eléctrico en sectores con bajo desempeño, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos trazados en la Política Energética 2050.

La memoria culmina con una propuesta de modernización regulatoria, inspirada en esquemas como el modelo RIIO británico, que permite transitar desde un régimen punitivo hacia un sistema de incentivos basado en resultados. Este enfoque busca equilibrar eficiencia, calidad del servicio e innovación, promoviendo inversiones sustentables que fortalezcan la equidad y la resiliencia del sistema eléctrico nacional.

Capítulo 2

Estado del Arte

Este capítulo analiza en profundidad los criterios normativos que definen la calidad de suministro, centrándose en los indicadores de continuidad del servicio, las metodologías de evaluación y las consecuencias asociadas a su incumplimiento. Se examinan los tipos de interrupciones (internas, externas y por fuerza mayor), los límites establecidos para indicadores como *SAIDI*, *SAIFI*, *TIC* y *FIC*, y las compensaciones económicas aplicables a usuarios y clientes afectados.

Además, se explora el impacto de la generación distribuida (PMG, PMGD y *NetBilling*) en la calidad del servicio, contrastando experiencias internacionales —como los casos de España, Brasil y Grecia— con el contexto chileno. Estos ejemplos ilustran cómo tecnologías como la generación solar fotovoltaica y los sistemas de respaldo pueden mejorar la resiliencia de las redes ante eventos climáticos extremos o fallas operacionales.

También se presentan las sanciones y multas impuestas por la SEC. Este marco integral busca proporcionar una base técnica y regulatoria para futuras estrategias de mejora en la continuidad del suministro eléctrico nacional.

2.1. Calidad de Suministro

Los sistemas de distribución eléctrica, de acuerdo a la “Ley General de Servicios Eléctricos” [2] deben seguir estándares técnicos especificados en la “Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución (NTCSDx)” [3], la cual tiene por objetivo permitir un correcto funcionamiento del sector eléctrico, regulando aspectos técnicos y económicos, estableciendo exigencias y estándares de calidad de servicio.

Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad y las empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructarias o que operen, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica, deben cumplir con las exigencias y estándares de la norma [3] respecto a tres aspectos:

- Calidad de producto
- Calidad de suministro
- Calidad comercial

La norma [3] es aplicable a las empresas distribuidoras de electricidad, clientes y usuarios de la red de distribución, sean estos consumidores o sin equipamiento de generación (EG), o pequeños medios de generación distribuidos (PMGD). No obstante, las exigencias no se pueden aplicar en los siguientes casos:

- Sistemas de distribución pertenecientes a sistemas con capacidad instalada de generación igual o inferior a 1.500 [kW].
- Sistemas eléctricos pertenecientes a clientes o usuarios finales.

La norma [3] define la calidad del suministro como la “componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por la empresa distribuidora y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro”.

Dentro de los estándares para la calidad de suministro, se encuentran asociadas distintas variables de interés:

2.1.1. Interrupciones de suministro

La norma [3] define una interrupción de suministro como aquella situación en la cual la “tensión en un punto del SD es inferior al 1 % de la tensión nominal durante un tiempo mayor a 3 minutos”. Sin embargo, las interrupciones pueden clasificarse dependiendo del segmento eléctrico afectado o según las circunstancias específicas que las provocan, diferenciándose en tres tipos de fallas: [2].

1. Interrupciones por razones internas (I): producto de fallas en instalaciones de las empresas del segmento de distribución de electricidad.
2. Interrupciones por razones externas (E): producto de fallas en instalaciones de las empresas del segmento de generación y transmisión de electricidad.
3. Interrupciones atribuibles a fuerza mayor (FM): las que consideran hechos que caen en dicha categoría.

En específico, para el cálculo de los indicadores que se describen en las secciones 2.1.1.a y 2.1.1.b e índices (vease secciones 2.1.2 y 2.1.3) se consideran las interrupciones de suministros generadas por fallas o desconexiones en las instalaciones de la empresa distribuidora (falla interna) y que hayan sido mayores a tres minutos, incluyendo aquellas que afecten individualmente a un cliente. Además, se consideran las desconexiones programadas de acuerdo al título 4-3, en particular en lo establecido en el artículo 4-13 de la norma [3]. De la misma forma, se consideran las desconexiones de emergencia que no cumplan con el artículo 1-23. Por el contrario, se excluyen las siguientes interrupciones:

- Interrupciones solicitadas por el usuario.
- Interrupciones calificadas como eventos de fuerza mayor o caso fortuito.
- Desconexiones de emergencia.

²Obtenido de la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas: Calidad de servicio

- Interrupciones asociadas a estado anormal o estado anormal agravado.

El estado anormal refiere al estado que alcanza el SD luego de una o más interrupciones de suministro y en donde se requieren recursos extras con el fin de restablecer el estado normal. A su vez, el estado anormal agravado se presenta cuando parte o la totalidad de las instalaciones del SD están destruidas y no se dispone de los recursos necesarios para restablecer el estado normal.

En estado anormal, las empresas distribuidoras de electricidad deberán adoptar las medidas establecidas en sus planes de contingencia y todas las que sean necesarias para reponer el suministro eléctrico a sus clientes o usuarios. La Tabla 2.1 presenta los límites normativos exigidos durante el estado anormal.

Tabla 2.1: Exigencias de reposición de suministro durante estado anormal. Fuente: [3].

Densidad	$TRS_{80\%}$ [h]	$TRS_{100\%}$ [h]	TIC_{EA} [h]
Alta	12	36	24
Media	15	45	30
Baja	20	60	42
Muy Baja	24	72	48
Extremadamente Baja	27	81	52

Donde $TRS_{80\%}$ y $TRS_{100\%}$ representan el tiempo máximo de reposición de suministro para el 80 % y el 100 % de los clientes, respectivamente. TIC_{EA} representa el Tiempo de Interrupciones a Clientes en Estado Anormal, el cual es calculado de acuerdo con la expresión de la ecuación (2.2).

Un par comuna-empresa (véase Tabla A.1) se encuentra en estado anormal durante todo el tiempo que transcurra a partir del inicio de dicho estado, el cual es enunciado en el artículo 1-7 de la norma [3]. Una vez cumplidos los tiempos máximos de reposición señalados en la Tabla 2.1, el SD se establece nuevamente en un estado normal.

Las empresas distribuidoras de electricidad, deben llevar un registro de las interrupciones ligadas a su área de control. El registro debe contemplar la siguiente información:

1. Origen de la interrupción de suministro.
2. Tipo de interrupción (falla, desconexión programada, FM, etc.)
3. Fecha y hora de la interrupción de suministro.
4. Numero de clientes afectados.
5. Tasa de reposición de suministro [$N^{\circ} \text{clientes/hora}$]
6. Duración de la interrupción.

La Figura 2.1 presenta un diagrama general con el tipo de interrupciones consideradas para el cálculo de los indicadores individuales y globales que establece la norma [3].

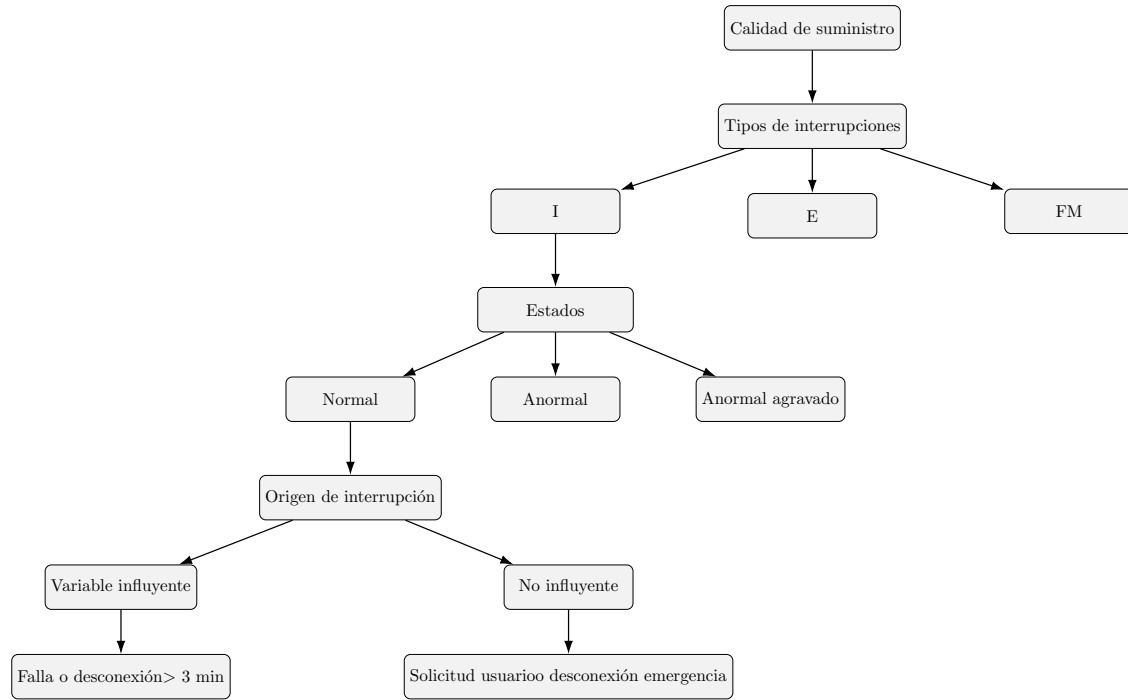


Figura 2.1: Flujograma de clasificación de interrupciones según origen y tipo. Fuente: Elaboración propia.

2.1.1.a. Indicadores individuales de interrupción de suministro

Las ecuaciones (2.1) y (2.2) presentan los indicadores asociados a la Frecuencia de Interrupciones a Clientes (FIC) y al Tiempo de Interrupciones a Clientes (TIC).

$$FIC_c = \sum_i Int_{i,c} \quad (2.1)$$

$$TIC_c = \sum_i Int_{i,c} \cdot t_{i,c} \quad (2.2)$$

Donde $Int_{i,c}$ corresponde a la interrupción i que haya afectado al cliente c y $t_{i,c}$ es el tiempo durante el cual el cliente c se mantuvo sin suministro eléctrico, producto de la interrupción i en [h].

La norma [3] exige límites máximos para los indicadores FIC y TIC , los cuales se presentan en las tablas 2.2 y 2.3. Los indicadores se establecen para al menos el porcentaje de clientes indicados en la Tabla 2.4.

Tabla 2.2: Límites TIC y FIC por par comuna-empresa hasta el año 2025. Fuente: [3].

Indicador	Densidad de red				
	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente baja
TIC [h]	9	10	14	16	18
FIC [-]	8	10	14	16	18

Tabla 2.3: Límites *TIC* y *FIC* por par comuna-empresa desde el año 2026 en adelante. Fuente: [3].

Indicador	<i>Densidad de red</i>				
	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente baja
<i>TIC</i> [h]	9	10	14	16	18
<i>FIC</i> [-]	6	7	10	12	14

Tabla 2.4: Porcentaje mínimo de clientes del par comuna-empresa al que se aplican los indicadores *TIC* y *FIC*. Fuente: [3].

<i>Densidad de red</i>				
Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente baja
95 %	90 %	90 %	85 %	85 %

La densidad de red (*clientes/km de linea*) se establece a través de una metodología cuantitativa, que permite segmentar las instalaciones de las empresas de distribución eléctrica. La “Metodología de Agrupamiento de Instalaciones Para la Asignación de Estándares” [4] propone un principio básico:

1. Cuanto mayor es la densidad eléctrica expresada en *clientes/km de linea*, es mejor condición para que las empresas distribuidoras presten un servicio de mayor calidad en términos de continuidad y calidad del servicio.

A partir de lo anterior, se infiere que los estándares más exigentes se deben aplicar a sectores con mayor densidad en términos eléctricos.

El objetivo de la metodología es calificar al alimentador de la comuna con el tipo de dispersión que posea, mediante una técnica de “*clustering*”. Para la segmentación se utilizan dos criterios:

1. Densidad eléctrica de la comuna :

$$\frac{\text{clientes}}{\text{km de linea } (MT + BT)} \quad (2.3)$$

2. Densidad de potencia eléctrica de la comuna:

$$\frac{\text{Potencia}}{\text{km de linea } MT} \quad (2.4)$$

A partir de la segmentación, se obtiene la Tabla A.1 la cual clasifica la red en el par comuna-empresa.

2.1.1.b. Indicadores Globales de Interrupción de Suministro

Las ecuaciones (2.5) y (2.6) presentan los indicadores ligados a la frecuencia media de interrupción por cliente (*SAIFI*, por sus siglas en inglés “*System Average Interruption Frequency Index*”) y el tiempo medio de interrupción por cliente (*SAIDI*, por sus siglas en inglés “*System Average Interruption Duration Index*”).

$$SAIFI_j = \frac{\sum_i^N Clie_{n_{fsi-j}}}{Clie_{n_{inst-j}}} \quad (2.5)$$

$$SAIDI_j = \frac{\sum_i^N Clie_{n_{fsi-j}} \cdot t_{i,c}}{Clie_{n_{inst-j}}} \quad (2.6)$$

Donde $SAIFI_j$ es medida en $[\frac{n^\circ \text{ interrupciones}}{\text{año}}]$ y $SAIDI_j$ en $[\frac{h}{\text{año}}]$. Ambos indicadores son calculados a partir de un área de control j , con un periodo de evaluación de 12 meses consecutivos. La variable $Clie_{n_{fsi-j}}$ corresponde a la cantidad total de clientes conectados al SD, $Clie_{n_{inst-j}}$ corresponde al promedio de la cantidad total de clientes conectados al SD, N se define como el número total de interrupciones y $t_{i,c}$ es el tiempo total en que el cliente c se vio afectado por una interrupción de suministro. Este tiempo puede diferir entre interrupciones producidas por una misma falla en función de los bloques de reposición de suministro que se hayan implementado.

Las empresas distribuidoras de electricidad deben cumplir con los límites máximos establecidos en las tablas 2.5 y 2.6 para cada par comuna-empresa (véase Tabla A.1).

Tabla 2.5: Límites *SAIDI* y *SAIFI* por par comuna-empresa hasta el año 2025. Fuente: [3].

Indicador	<i>Densidad de red</i>				
	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente baja
<i>SAIDI</i> [h]	5	7	9	11	14
<i>SAIFI</i> [-]	4,5	5,5	7	7,5	8

Tabla 2.6: Límites *SAIDI* y *SAIFI* por par comuna-empresa desde el año 2026. Fuente: [3].

Indicador	<i>Densidad de red</i>				
	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente baja
<i>SAIDI</i> [h]	5	7	9	11	14
<i>SAIFI</i> [-]	4,5	4,5	5,5	6,5	7

El indicador *SAIDI* en Chile ha experimentado fluctuaciones importantes durante los últimos años, como se observa en la Figura 2.2. Si bien desde su medición en 2012 ha registrado periodos circunstanciales de reducción, aún no se aprecia una tendencia claramente definida hacia la mejora sostenida. De hecho, en el año 2024, el país alcanzó su

peor desempeño histórico a nivel nacional, influenciado principalmente por interrupciones clasificadas como *FM*. No obstante, también en ese mismo período se registró el mayor valor de *SAIDI* vinculado específicamente a interrupciones *I*. En consecuencia, resulta imprescindible investigar y desarrollar nuevas estrategias orientadas a mitigar este indicador, dado que tiene un impacto directo sobre la calidad del servicio eléctrico entregado a los usuarios y clientes finales.

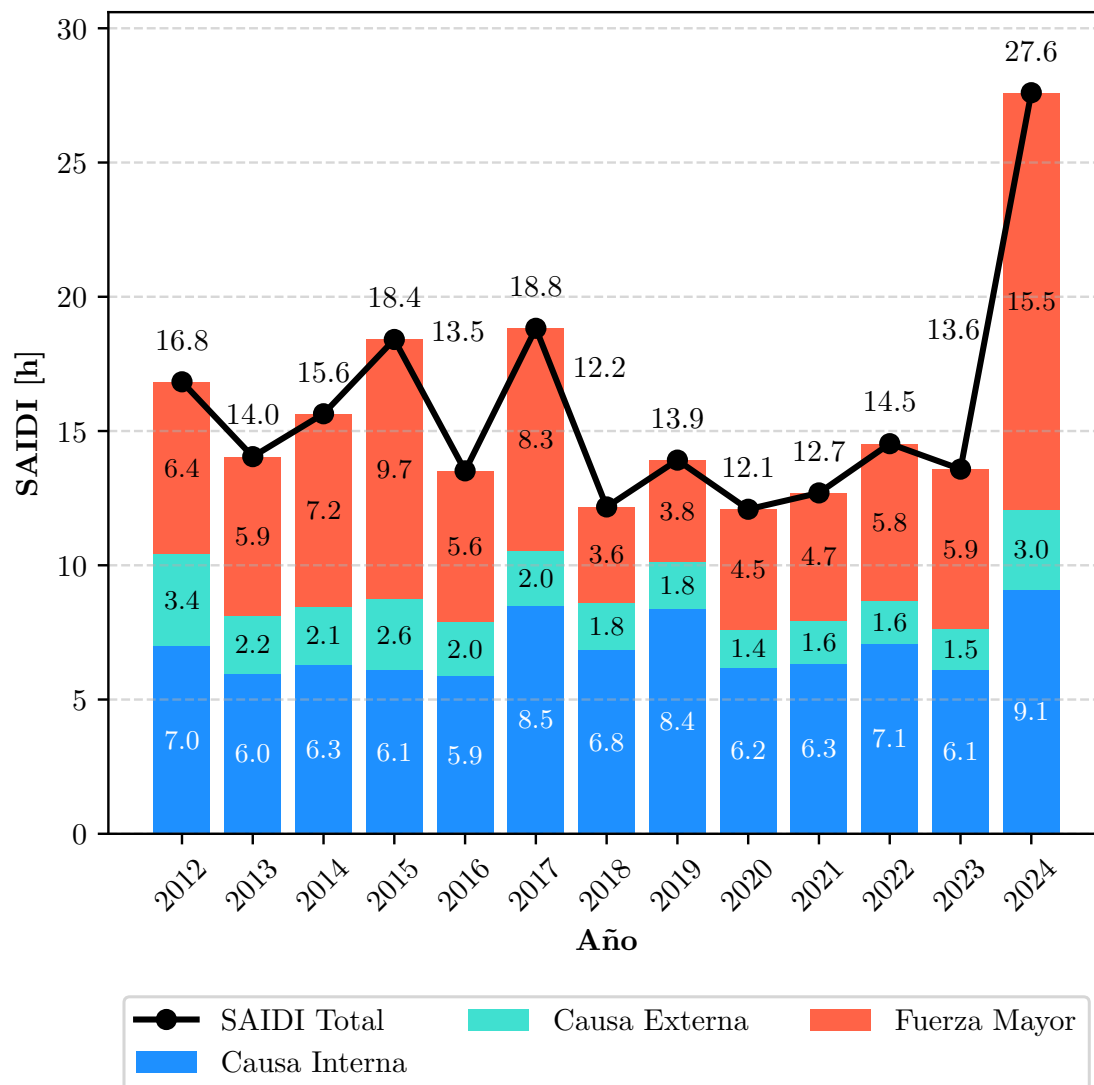


Figura 2.2: Evolución del SAIDI en Chile, entre los años 2012 y 2024. Fuente: [5]- “Portal Energía Abierta”.

La Figura 2.3 muestra de manera ilustrativa las variables que deben disminuir para que el indicador *SAIDI* presente una disminución en su comportamiento.

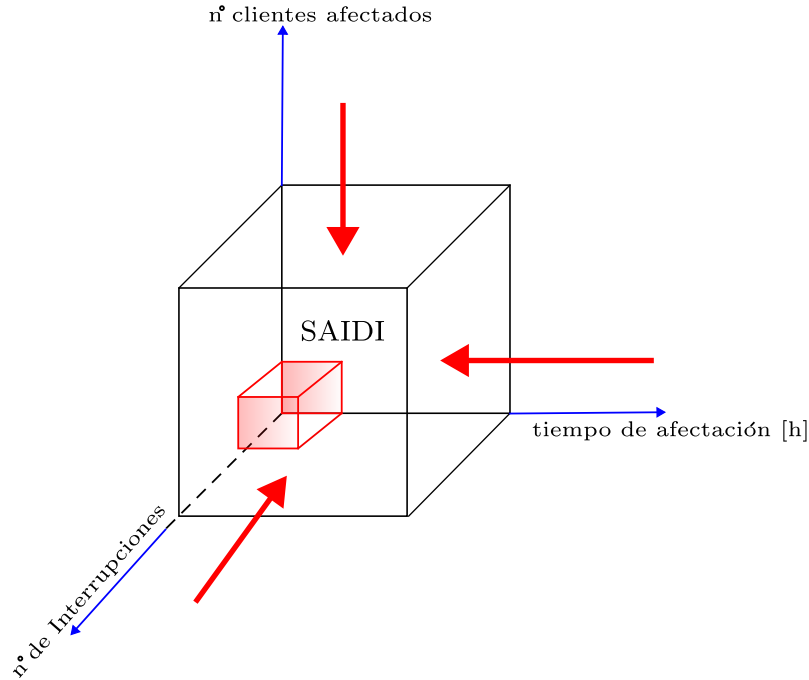


Figura 2.3: Esquema ilustrativo que componen las variables del indicador *SAIDI*. Fuente: Elaboración propia a partir de [6].

2.1.2. Indicadores Estadísticos de Calidad de Suministro

Los indicadores estadísticos no cuentan con un estándar mínimo exigible. No obstante, las empresas distribuidoras de electricidad deben proporcionar la información necesaria para el cálculo de los indicadores de calidad, pues su registro tiene fines estadísticos.

2.1.2.a. Índices para Clientes Finales Interrumpidos

Las ecuaciones (2.7) y (2.8) presentan el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (*CAIFI*, por sus siglas en inglés “*Customer Average Interruption Frequency Index*”) y el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (*CAIDI*, por sus siglas en inglés “*Customer Average Interruption Duration Index*”) respectivamente.

$$CAIFI_j = \frac{\sum_i^N Clief_{si-j}}{Client_{desc-j}} \quad (2.7)$$

$$CAIDI_j = \frac{\sum_i^N Clief_{si-j} \cdot t_{i,c}}{Client_{fsi-j}} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.8)$$

Donde $CAIFI_j$ es medida en $[\frac{n^\circ \text{ interrupciones}}{\text{año}}]$ y $CAIDI_j$ en $[\frac{h}{\text{año}}]$. Ambos indicadores son calculados a partir de un área de control j , con un periodo de evaluación de 12 meses consecutivos. La variable $Clief_{si-j}$ corresponde a la cantidad total de clientes conectados al SD, $Clief_{inst-j}$ corresponde al promedio de la cantidad total de clientes conectados al SD, $Client_{desc-j}$ son los clientes que han sufrido una interrupción que cumpla con las condiciones de ser registrada para el cálculo de los indicadores de interrupción de

suministro, N se define como el número total de interrupciones y $t_{i,c}$ es el tiempo total en que el cliente c se vio afectado por una interrupción de suministro. Este tiempo puede diferir entre interrupciones producidas por una misma falla en función de los bloques de reposición de suministro que se hayan implementado.

2.1.2.b. Índices para Potencia Interrumpida

El Índice Promedio de Frecuencia de Interrupción del Sistema (ASIFI, por sus siglas en inglés “*Average System Interruption Frequency Index*”) y el Índice Promedio de Duración de la Interrupción del Sistema (ASIDI, por sus siglas en inglés “*Average System Interruption Duration Index*”) se presentan en las ecuaciones (2.9) y (2.10) respectivamente.

$$ASIFI_j = \frac{\sum_i^N L_{i-j}}{L_{T_j}} \quad (2.9)$$

$$ASIDI_j = \frac{\sum_i^N kVA_{fsi-j} \cdot T_{fsi}}{kVA_{inst_j}} \quad (2.10)$$

Donde $ASIFI_j$ es medida en $[\frac{n^{\circ}interrupciones}{año}]$ y $ASIDI_j$ en $[\frac{h}{año}]$. Ambos indicadores son calculados a partir de un área de control j , con un período de evaluación de 12 meses consecutivos. La variable L_{i-j} corresponde a la carga conectada interrumpida por la falla o desconexión i . L_{T_j} representa la carga total conectada, kVA_{fsi-j} es la potencia interrumpida en el alimentador j producto de la falla o desconexión i , mientras que kVA_{inst_j} es la potencia instalada del alimentador j . Finalmente, T_{fsi} indica el tiempo de duración de la interrupción i en [h].

Para indicar la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK, por sus siglas en inglés “*Average Interruption Frequency per Installed kVA*”) y el Tiempo Total de Interrupción (TTIK, por sus siglas en inglés “*Total Interruption Time per Installed kVA*”) se presentan las ecuaciones (2.11) y (2.12) respectivamente.

$$FMIK_j = \frac{\sum_i^N kVA_{fsi-j}}{kVA_{inst_j}} \quad (2.11)$$

$$TTIK_j = \frac{\sum_i^N kVA_{fsi-j} \cdot T_{fsi}}{kVA_{inst_j}} \quad (2.12)$$

$FMIK$ indica el promedio de veces que cada kVA nominal instalado sufre una interrupción de servicio, mientras que $TTIK_j$ indica el promedio expresado en horas que cada kVA nominal instalado está fuera de servicio.

2.1.2.c. Índices para Energía Interrumpida

La energía no suministrada (ENS) representa la cantidad de energía que la empresa distribuidora de electricidad deja de suministrar a sus clientes en un periodo de control y se expresa en $[kWh]$ (véase ecuación (2.13)). Por otra parte, el Corte Promedio del Sistema (ASCI) indica la ENS por número de clientes y se expresa en $[kWh/clientes\ totales]$ (véase

ecuación (2.14)). Finalmente, el Corte Promedio al Cliente (ACCI) representa la ENS por número de cliente afectado, tal como se muestra en la ecuación (2.15).

$$ENS_j = \sum_{i=1}^N E_i \quad (2.13)$$

$$ASCI_j = \frac{\sum_i^N E_i}{\sum_i^N Clie_{f_{si-j}}} \quad (2.14)$$

$$ACCI_j = \frac{\sum_i^N E_i}{Clie_{desc-j}} \quad (2.15)$$

Donde E_i es la energía no suministrada a clientes conectados al SD en área de control j , que hayan sufrido una interrupción que cumpla con las condiciones de ser registrada para el cálculo de los indicadores de interrupción de suministro.

2.1.2.d. Flexibilidad Operacional

El índice de Flexibilidad Operacional (FO) representa en [%] la habilidad del SD para responder ante una interrupción del suministro. Se calcula a partir de la expresión (2.16).

$$FO = \frac{\sum_{i=1}^N PC \ REC_i}{PC \ Int} \cdot 100 \quad (2.16)$$

Donde $PC \ REC_i$ corresponde a la cantidad de puntos de consumo recuperados en un tiempo menor a 30 minutos en el bloque de reposición i , mientras que $PC \ Int$ alude a la cantidad total de puntos de consumo interrumpidos.

2.1.3. Desconexiones programadas

La norma [3] define una desconexión programada como aquel evento planificado por la empresa distribuidora que provoca una interrupción del suministro eléctrico en una zona específica.

2.1.3.a. Programación de desconexiones

Las desconexiones programadas deben ser informadas por la empresa distribuidora de electricidad a todos los clientes (incluyendo clientes libres) y usuarios que se vean afectados por dicha desconexión. La desconexión debe cumplir con los siguientes requisitos:

1. Informar a clientes y usuarios al menos 72 horas antes de la realización de la desconexión. Si se cuenta con clientes y usuarios electrodependientes, se deberá informar con al menos 5 días hábiles de anticipación.
2. Para aquellas desconexiones realizadas aguas arriba de las instalaciones de distribución y que sean gestionadas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la

comunicación deberá realizarse con 120 horas de anticipación; en el caso de que la desconexión afecte a clientes electrodependientes, la comunicación debe realizarse con al menos 7 días hábiles de antelación.

3. La comunicación debe realizarse, como mínimo, a través de 2 medios de comunicación, como por ejemplo:
 - a) Diario de circulación regional, correspondiente a las zonas de concesión en donde se producirá la desconexión programada.
 - b) Mensaje radial en radio local.
 - c) Página Web, redes sociales o aplicaciones móviles de la empresa distribuidora.
 - d) Correo electrónico o mensaje de texto.
 - e) Aviso escrito entregado en el punto de suministro de cada cliente o usuario.
 - f) Llamada telefónica al cliente o usuario.

Adicionalmente, la empresa distribuidora deberá comunicar, por escrito, a la Superintendencia, en los mismos plazos establecidos en el inciso precedente, la realización de desconexiones programadas.

En caso de suspensión o postergamiento de alguna desconexión programada, la empresa distribuidora deberá comunicar estos cambios, con una anticipación mínima de 8 horas respecto al horario en que se efectuaría la desconexión programada. Esta exigencia no se aplica en casos en los que exista la posibilidad de riesgo en la seguridad de las personas o algún requerimiento del CEN. Al ocurrir alguno de estos cambios, la empresa distribuidora deberá comunicar por escrito a la Superintendencia, a la brevedad o al día siguiente hábil, el cambio en la programación.

2.1.3.b. Duración de Desconexiones Programadas

La Duración Acumulada de Desconexiones Programadas para Clientes en BT ($DADP_{BT}$) y la Duración Acumulada de Desconexiones Programadas para Clientes en MT ($DADP_{MT}$) se calculan a partir de las ecuaciones (2.17) y (2.18) respectivamente.

$$DADP_{BT,C} = \sum_i t_{DP_{BT,C_i}} \quad (2.17)$$

$$DADP_{MT,C} = \sum_i t_{DP_{MT,C_i}} \quad (2.18)$$

Donde $DADP_{BT,C}$ indica el tiempo de las duraciones acumuladas en desconexiones programadas para el cliente C conectado en BT, durante los últimos 12 meses consecutivos, mientras que $DADP_{MT,C}$ realiza la misma interpretación pero para clientes conectados en MT.

Los límites normativos indicados en [3] se presentan en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7: Límites de duración acumulada y duración máxima de una desconexión programada para BT y MT en un periodo de 12 meses consecutivos. Fuente: [3].

Tipo de Red	Duración acumulada de desconexiones programadas [h]	Duración máxima de una desconexión programada [h]
BT	12	8
MT	8	6

Si las desconexiones sobrepasan el límite de duración acumulada, las horas de exceso deberán ser consideradas para el cálculo de los indicadores *TIC* y *SAIDI* (véase sección 2.1.1.a y 2.1.1.b). Por el contrario, si las horas sobrepasan el límite de duración máxima, estas se deben considerar en el cálculo de los indicadores *FIC* y *SAIFI*.

2.1.3.c. Consideraciones Especiales para Desconexiones Programadas

Las desconexiones programadas que cumplan con algún requisito de los indicados a continuación, tendrán un tratamiento diferenciado:

1. Obras en la red a consecuencia de algún proyecto de conexión PMGD o EG. Además, obras que permitan mejorar los estándares de calidad de producto o suministro de red:
 - a) Si las obras asociadas no exceden límites de duración máxima (véase Tabla 2.7), las horas ligada a estos trabajos no serán consideradas para los cálculos de duración acumulada (véase sección 2.1.3.b) ni tampoco para el cálculo de los índices *FIC* y *SAIFI*. En caso contrario, estas horas si incidirán en los índices e indicadores respectivos.

2.1.3.d. Informes para Desconexiones Programadas

Las empresas distribuidoras de electricidad deben presentar, previo a la ejecución, un informe que contenga las siguientes características:

1. Descripción técnica del trabajo a realizar y los resultados esperados relacionados a la calidad del producto.
2. Descripción de las actividades a realizar en terreno, indicando los lugares geográficos donde se realizarán los trabajos.
3. Detalle de las horas en que se estima la interrupción de suministro.
4. La razón por la cual la intervención no puede ser realizada sin generar interrupciones de suministros.

La Superintendencia podrá solicitar un informe auditable a las empresas distribuidoras, el cual deberá ser enviado dentro del plazo de 20 días hábiles contados desde la notificación de la solicitud. Dicho informe debe acreditar lo siguiente:

1. La ejecución efectiva de la desconexión programada, especificando desviaciones respecto al trabajo inicialmente previsto (si existiesen).
2. Cumplimiento del avisaje y los tiempos comprometidos a los clientes involucrados en la desconexión.
3. Clientes afectados por la interrupción del suministro, indicando duración de la desconexión.
4. Fotografías de la faena (antes y después de los trabajos).
5. Identificación de empresa contratista y sus contactos.

Dentro del plazo de 30 días hábiles contados desde la recepción del informe señalado anteriormente, la Superintendencia deberá evaluar y, en su caso, aprobar las obras y las reducciones que correspondan en el cálculo del indicador de la sección 2.1.3.b, lo que deberá ser notificado a la empresa distribuidora correspondiente.

2.1.3.e. Indicadores de Desconexiones Programadas

La norma [3] caracteriza dos indicadores para el Cumplimiento de Desconexiones Programadas en BT (CDP_{BT}) y en MT (CDP_{MT}) para 12 meses consecutivos, los cuales se calculan a partir de las ecuaciones (2.19) y (2.20) respectivamente.

$$CDP_{BT} = \left(1 - \frac{DPNC_{BT}}{DPE_{BT}}\right) \cdot 100 \quad (2.19)$$

$$CDP_{MT} = \left(1 - \frac{DPNC_{MT}}{DPE_{MT}}\right) \cdot 100 \quad (2.20)$$

Donde $DPNC_{BT}$ y $DPNC_{MT}$ corresponden a las desconexiones programadas no cumplidas según los estándares normativos en BT y MT respectivamente. Además, DPE_{BT} y DPE_{MT} se asocian a la cantidad total de desconexiones programadas en BT y MT respectivamente.

2.2. Sanciones, Multas y Compensaciones

La Ley N° 18.410 [7] configura a la SEC como un organismo técnico y normativo con amplias facultades de fiscalización, sanción y resolución de conflictos en los sectores de electricidad, gas y combustibles líquidos. Su objetivo primordial es velar por el cumplimiento de la normativa vigente, la calidad de los servicios y la seguridad de las personas y cosas en relación con las actividades energéticas. La ley establece un marco regulatorio robusto y otorga a la SEC las herramientas necesarias para supervisar y controlar estos sectores de manera efectiva.

2.2.1. Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La Ley N° 18.410 [7] crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) como un servicio funcionalmente descentralizado que se relaciona con el Gobierno a través

del Ministerio de Energía. El análisis de esta ley revela que su principal objetivo es establecer un ente regulador y fiscalizador para los sectores de electricidad, gas y combustibles líquidos en Chile. A través de la SEC, la ley busca asegurar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas, en las actividades de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de estos recursos energéticos.

Un aspecto central de la ley es la amplia gama de funciones y atribuciones que confiere a la SEC para llevar a cabo su labor fiscalizadora. Estas funciones abarcan desde otorgar concesiones provisionales para ciertas instalaciones hasta fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los decretos de concesión y sancionar el incumplimiento de normas técnicas y reglamentarias. La SEC tiene la facultad de requerir información a las empresas fiscalizadas, realizar auditorías para verificar la información proporcionada, y citar a declarar a personas relevantes para sus funciones, previa autorización judicial.

La ley también detalla la estructura y organización de la SEC, estableciendo divisiones técnicas especializadas en electricidad y combustibles, así como una división de administración y finanzas. La figura del Superintendente se define como el jefe superior del servicio, con representación legal, judicial y extrajudicial, siendo nombrado por el Presidente de la República. Además, se contemplan órganos asesores y oficinas regionales para extender la capacidad operativa de la Superintendencia a lo largo del país.

2.2.1.a. Régimen Sancionatorio

El Título IV de la Ley N° 18.410 [7](#) detalla el régimen sancionatorio aplicable por la SEC a las empresas, entidades o personas naturales sujetas a su fiscalización o supervisión que incurran en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con electricidad, gas y combustibles líquidos, o en incumplimiento de sus instrucciones y órdenes.

Las infracciones administrativas se clasifican en gravísimas, graves y leves:

- **Infracciones Gravísimas:** Se consideran infracciones gravísimas los hechos, actos u omisiones que contravengan las disposiciones pertinentes y que, alternativamente:
 - Hayan producido la muerte o lesión grave a las personas, en los términos del artículo 397, N° 1º, del Código Penal.
 - Hayan entregado información falseada o hayan omitido información, que pueda afectar el normal funcionamiento del mercado o los procesos de regulación de precios, en los casos que la ley autoriza a la Superintendencia, la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Energía o el CEN para exigirla.
 - Hayan afectado a la generalidad de los usuarios o clientes abastecidos por el infractor, en forma significativa.
 - **Hayan alterado la regularidad, continuidad, calidad o seguridad del servicio respectivo, más allá de los estándares permitidos por las normas y afecten a lo menos al 5 % de los usuarios abastecidos por la infractora.**
 - Hayan ocasionado una falla generalizada en el funcionamiento de un sistema eléctrico o de combustibles.

- **Infracciones Graves:** Se consideran infracciones graves los hechos, actos u omisiones que contravengan las disposiciones pertinentes y que, alternativamente:
 - Hayan causado lesiones que no sean las señaladas en las infracciones gravísimas, o signifiquen peligro para la seguridad o salud de las personas.
 - Hayan causado daño a los bienes de un número significativo de usuarios.
 - Pongan en peligro la regularidad, continuidad, calidad o seguridad del servicio respectivo.
 - Involucren peligro o riesgo de ocasionar una falla generalizada del sistema eléctrico o de combustibles.
 - No acaten las órdenes e instrucciones de la autoridad y, en el caso de un sistema eléctrico, incumplan las órdenes impartidas por el respectivo organismo coordinador de la operación, de lo cual se deriven los riesgos anteriormente mencionados.
 - Constituyan una negativa a entregar información en los casos que la ley autoriza a la Superintendencia, la CNE, el Ministerio de Energía o el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para exigirla o bien, su entrega sea injustificadamente incompleta, errónea o tardía.
 - Conlleven alteración de los precios o de las cantidades suministradas, en perjuicio de los usuarios.
 - Constituyan persistente reiteración de una misma infracción calificada como leve
- **Infracciones Leves:** Se consideran infracciones leves los hechos, actos u omisiones que contravengan cualquier precepto obligatorio y que no constituyan infracción gravísima o grave.

De acuerdo con la naturaleza y gravedad de las infracciones, la SEC podrá aplicar las siguientes sanciones:

1. Amonestación por escrito.
2. Multa de una unidad tributaria mensual (1 UTM) a diez mil unidades tributarias anuales (10.000 UTA). Los montos específicos de las multas, dentro de estos rangos, dependerán de la gravedad de la infracción y de las circunstancias atenuantes o agravantes. El artículo 16 A establece montos máximos específicos según la clasificación de la infracción:
 - a) Para infracciones gravísimas: multa de hasta diez mil unidades tributarias anuales (10.000 UTA $\approx$ 8,77 Millones de USD³).
 - b) Para infracciones graves: multa de hasta cinco mil unidades tributarias anuales (5.000 UTA $\approx$ 4,38 Millones de USD⁴).
 - c) Para infracciones leves: multa de hasta quinientas unidades tributarias anuales (500 UTA $\approx$ 0,43 Millones de USD⁵).

³ Monto calculado a partir de lo indicado para el mes de enero de 2025 por el SII.

⁴ Monto calculado a partir de lo indicado para el mes de enero de 2025 por el SII.

⁵ Monto calculado a partir de lo indicado para el mes de enero de 2025 por el SII.

3. Revocación de autorización o licencia. Esta sanción se aplicaría en casos de infracciones graves o gravísimas que pongan en riesgo la seguridad o la calidad del servicio.
4. Comiso. Esta sanción implica la confiscación de los bienes relacionados con la infracción.
5. Clausura temporal o definitiva. Esta sanción implica el cierre de las instalaciones o la suspensión de las actividades del infractor.
6. Caducidad de la concesión provisional.

Para determinar la sanción a aplicar, la SEC considerará las siguientes circunstancias:

- La importancia del daño causado o del peligro ocasionado.
- El porcentaje de usuarios afectados por la infracción.
- El beneficio económico obtenido con motivo de la infracción.
- La intencionalidad en la comisión de la infracción y el grado de participación en el hecho.
- La conducta anterior del infractor.
- La capacidad económica del infractor, especialmente si se compromete la continuidad del servicio prestado.

Toda sanción aplicada por la SEC deberá fundarse en un procedimiento que se iniciará con la formulación precisa de los cargos y su notificación al imputado para que presente su defensa en un plazo no inferior a quince días. La SEC dará lugar a las pruebas solicitadas por el imputado o las rechazará con expresión de causa. La resolución final deberá pronunciarse sobre las alegaciones y defensas del imputado y contendrá la sanción impuesta o la absolución, dentro de los 30 días siguientes a la última diligencia.

Sin perjuicio de otras sanciones, la interrupción o suspensión no autorizada del suministro de energía eléctrica que afecte una o más áreas de concesión dará lugar a una **compensación** a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada, valorizada a costo de racionamiento. Esta compensación se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima.

Contra las resoluciones de la SEC que apliquen sanciones, se podrá interponer el recurso de reposición establecido en la ley N° 18.575 [8], en el plazo de cinco días hábiles. La interposición de este recurso suspenderá el plazo para reclamar de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones. Los afectados también podrán reclamar de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones correspondiente al domicilio del reclamante dentro del plazo de diez días hábiles desde la notificación. Las sanciones que impongan multa siempre serán reclamables y no serán exigibles mientras no esté vencido el plazo para interponer la reclamación o ésta no haya sido resuelta, debiendo acompañarse una boleta de consignación por el 25 % del monto de la multa para interponer la reclamación.

La SEC no podrá aplicar sanciones luego de transcurridos tres años desde la fecha en que hubiere terminado de cometerse la infracción o de ocurrir la omisión sancionada.

El monto de las multas impuestas por la SEC será de beneficio fiscal y deberá ser pagado en la Tesorería General de la República dentro del plazo de diez días desde la notificación de la resolución. El retardo en el pago devengará los reajustes e intereses establecidos en el Código Tributario.

La Tabla 2.8 y la Figura 2.4 muestran la evolución de los montos y la cantidad de sanciones impuestas por la SEC entre los años 2020 y 2024⁶. Cabe destacar que el año 2020 presentó el mayor monto total en sanciones, aunque no corresponde al periodo con mayor número de sanciones, el cual se registra en 2023. Esta diferencia sugiere que, durante dicho año, las sanciones aplicadas fueron de mayor severidad. Por su parte, el año 2024 evidencia una cantidad significativa de sanciones; no obstante, el monto asociado aún no refleja esta situación, debido a que varias resoluciones de la SEC correspondientes a ese periodo aún se encuentran en proceso y no han sido oficialmente vinculadas a sanciones monetarias.

Tabla 2.8: Monto y cantidad de sanciones por año. Fuente [5] y [9].

Año	Monto sanciones [Millones USD]	Cantidad sanciones
2020	51,77	551
2021	16,86	415
2022	30,07	680
2023	15,66	732
2024	37,65	1.094

⁶Valor dólar=934,58 CLP

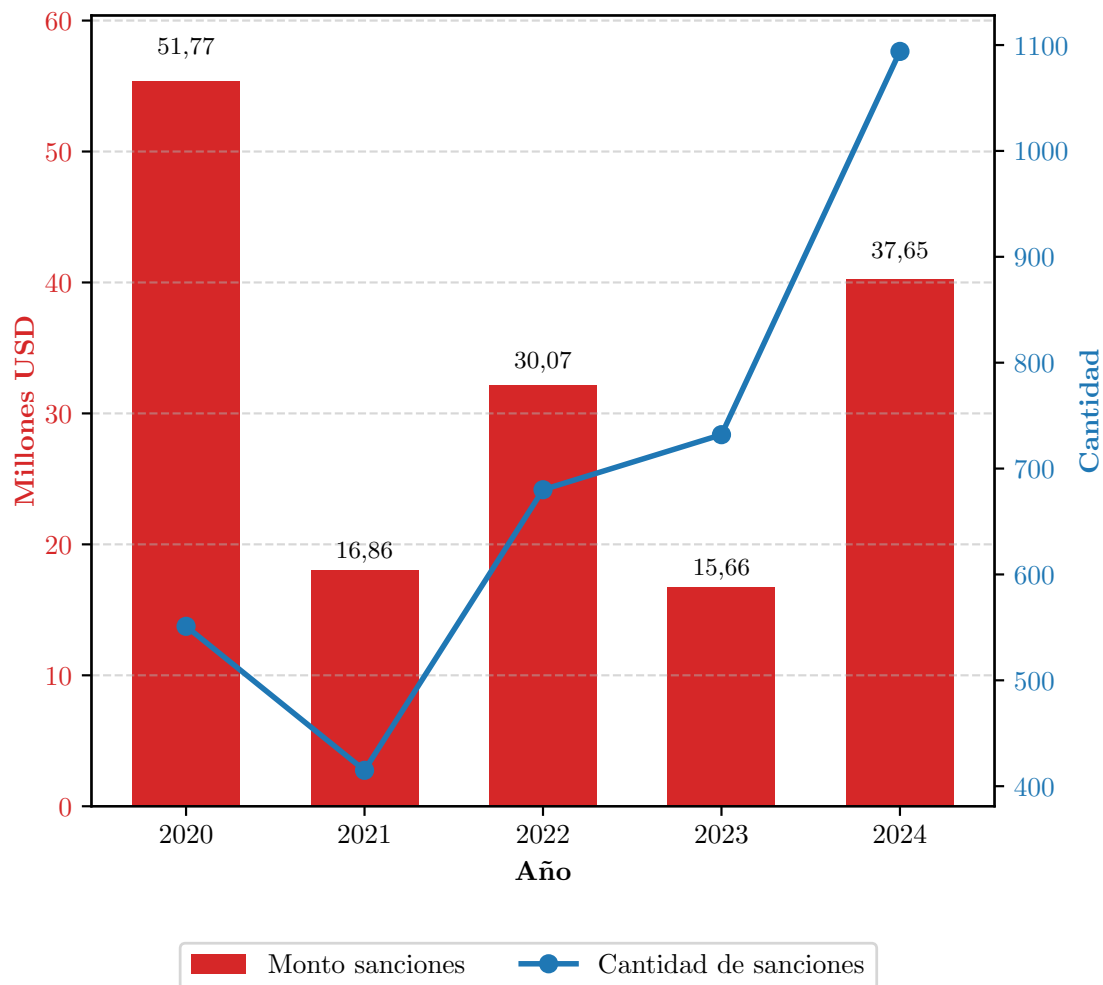


Figura 2.4: Monto y cantidad de sanciones emitidas por la SEC desde el 2020 al 2024. Fuente: [5] y [9].

2.2.2. Compensaciones en la Distribución Eléctrica

De acuerdo con lo establecido en la SEC [5], las empresas distribuidoras deben efectuar mensualmente el cálculo y pago de las compensaciones correspondientes a sus clientes, tanto libres como regulados. Esta normativa define cuatro tipos de compensaciones que pueden aplicarse, dependiendo de las circunstancias que hayan originado la interrupción del suministro [10].

En primer lugar, se encuentran las **compensaciones automáticas**, que deben ser pagadas directamente por las distribuidoras sin necesidad de un pronunciamiento previo por parte de la SEC, siempre que se excedan los límites establecidos en la normativa vigente (véase sección 2.1.1).

En segundo lugar, se contemplan las **compensaciones instruidas**, las cuales son ordenadas por la SEC cuando se detectan interrupciones de suministro no autorizadas que tienen origen en instalaciones de transporte o generación eléctrica.

En tercer lugar, se encuentran las **compensaciones por recalificación de FM**, que

corresponden a aquellos pagos que las distribuidoras deben realizar tras la revisión de la SEC, cuando eventos inicialmente clasificados como de Fuerza Mayor son finalmente atribuidos como responsabilidad directa de la empresa.

Finalmente, existen las **compensaciones voluntarias**, las cuales son aplicadas por las empresas distribuidoras como descuentos en las cuentas de los clientes afectados, sin que exista una obligación normativa o instrucción formal por parte de la autoridad competente.

La Tabla 2.9 presenta los montos totales de compensaciones instruidas por las SEC desde el año 2020 hasta el año 2024⁷. Durante el año 2024, se registra el valor más elevado en compensaciones efectuadas por las empresas distribuidoras. En dicho año, predomina la proporción de compensaciones automáticas, lo que evidencia múltiples incumplimientos de los límites normativos establecidos. Sin embargo, esta proporción no supera a la registrada en el año 2020, período que ostenta el mayor monto relativo en compensaciones automáticas. Es importante destacar que los valores correspondientes al año 2024 podrían experimentar modificaciones debido a los plazos requeridos por la SEC para concluir los procesos de investigación asociados a las sanciones, lo cual podría implicar un aumento en el monto final reportado. Por otro lado, el año con mejor desempeño en términos de compensaciones es 2022, con un monto total de solo 7,14 millones de dólares, representando aproximadamente el 50 % del monto registrado en 2024.

La Tabla 2.10 expone la cantidad de sanciones efectuadas durante el mismo periodo analizado. Es importante notar que la cantidad de sanciones no presenta una correlación lineal directa con los montos observados previamente. A modo de ejemplo, el año 2020 ocupa el segundo lugar en cuanto a cantidad de compensaciones impuestas, pero, paradójicamente, registra el menor monto total en términos monetarios.

La Figura 2.5 presenta gráficamente la información de las Tablas 2.9 y 2.10.

Tabla 2.9: Monto de compensaciones por tipo y año en millones de USD. Fuente: [11], [12], [5] y [9].

Año	Automática	Instruida	Recalificada	Voluntaria	Total
2020	10,22	0,34	0,97	0,04	11,56
2021	7,26	0,01	1,25	0,07	8,59
2022	5,92	0,67	0,49	0,06	7,14
2023	4,16	0,07	0,36	3,90	8,48
2024	9,05	4,24	0,42	1,94	15,65

Tabla 2.10: Número de clientes compensados por tipo y año. Fuente: [11], [12], [5] y [9].

Año	Automática	Instruida	Recalificada	Voluntaria	Total
2020	3.379.103	507.445	412.367	45.149	4.344.064
2021	2.565.239	10.403	471.265	43.272	3.090.179
2022	2.990.991	2.025.347	303.095	9.997	5.329.430
2023	2.783.374	58.126	223.236	241.289	3.306.025
2024	3.211.685	1.151.001	318.106	1.142.042	5.822.834

⁷Valor dólar=934,58 CLP

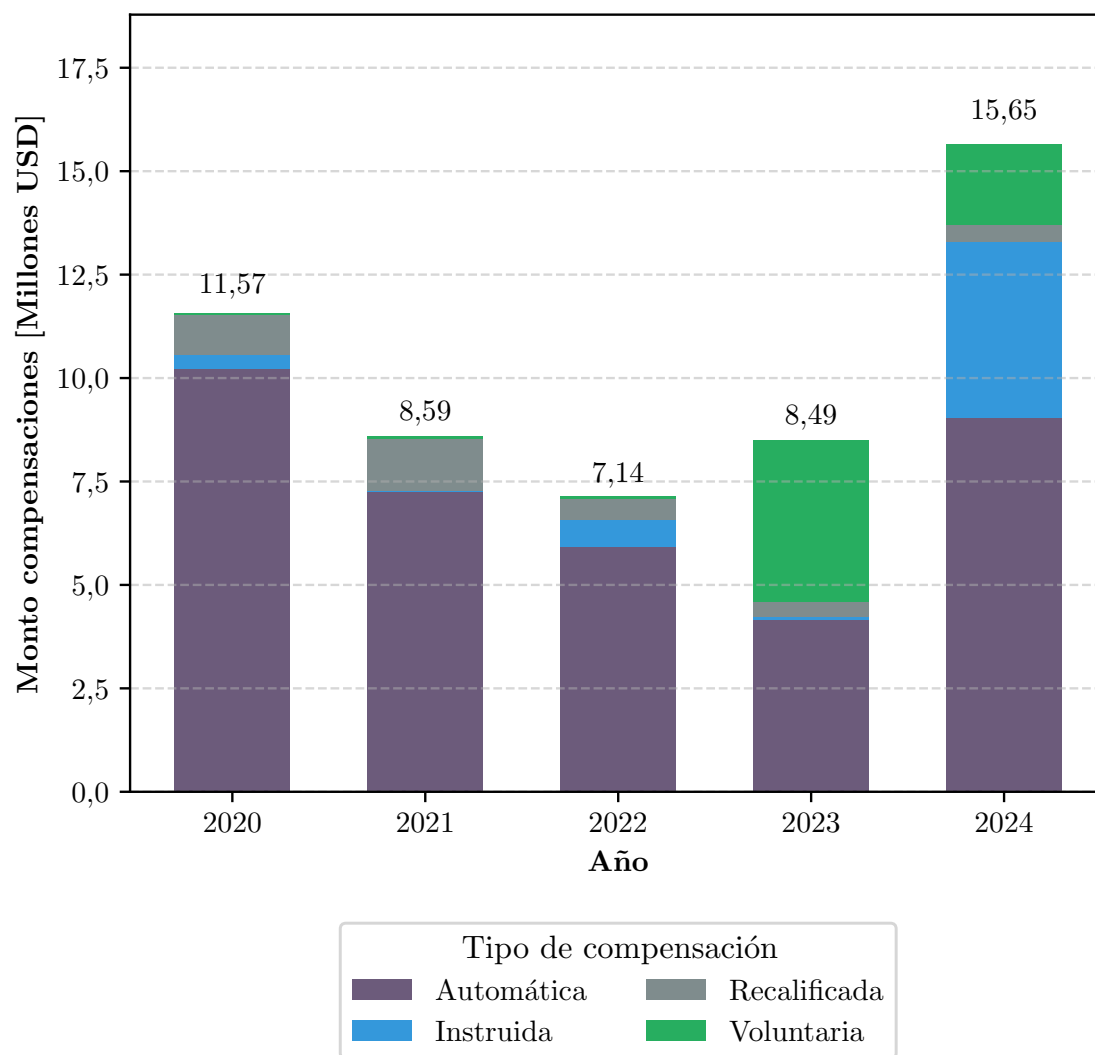


Figura 2.5: Monto de compensaciones instruidas por la SEC desde el 2020 al 2024. Fuente: [11], [12], [5] y [9].

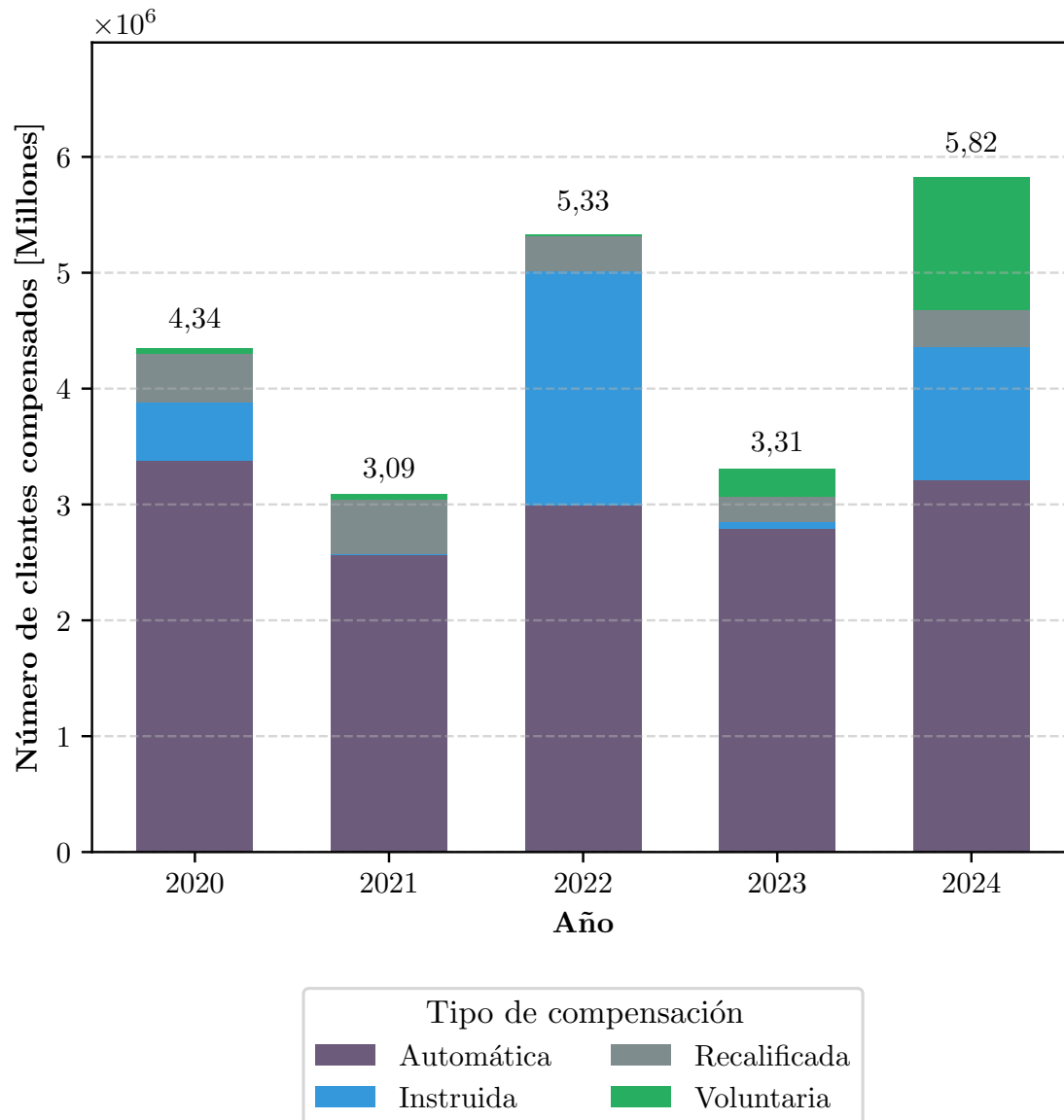


Figura 2.6: Cantidad de compensaciones instruidas por la SEC desde el 2020 al 2024. Fuente: [11], [12], [5] y [9].

2.2.3. Compensaciones en Instalaciones no Destinadas a la Distribución

De acuerdo a la “Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones” [13], se establecen los requisitos, procedimientos, metodologías y condiciones para la determinación y el pago de compensaciones a usuarios finales por indisponibilidad de suministro eléctrico. Estas compensaciones proceden según lo dispuesto en el artículo 72°-20 de la Ley General de Servicios Eléctricos [2] y el Reglamento de Compensaciones.

Las compensaciones están dirigidas a los usuarios finales, ya sean Clientes Regulados o Clientes Libres. Estas compensaciones se relacionan con la Energía no Suministrada (EnS) durante un evento o falla ocurrida en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.

El pago de compensaciones procede cuando:

- Ocurre un evento o falla en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.
- Este evento o falla provoca indisponibilidad de suministro a usuarios finales.
- La indisponibilidad de suministro no está autorizada por la Ley o los reglamentos.
- La indisponibilidad de suministro se encuentra fuera de los estándares establecidos en la Norma Técnica. Existen eventos excluidos de los cálculos de índices y del pago de compensaciones, tales como:
 1. Indisponibilidad por reducciones de demanda por la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), si el desempeño del SC es acorde a las exigencias.
 2. Eventos o fallas causados por caso fortuito o FM, según lo determine la Superintendencia.
 3. Interrupciones por decretos de racionamiento.
 4. Excepciones establecidas en decretos de emergencia energética.
 5. Desconexiones programadas, dentro de ciertos límites de tiempo.

Para los Clientes Regulados, la compensación corresponde al equivalente de la EnS (véase ecuación (2.21)) durante el evento, valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad. Existe un valor máximo a compensar. La tarifa de energía se basa en el precio de nudo de energía promedio en el punto de conexión de las instalaciones de distribución.

$$EnS_{i,r,s,e} = \frac{E_{int_{i,r,s}}}{\sum_k^n E_{int_{k,r,s}}} \cdot EnS_{r,s} - \sum_j^{m-1} EnS_{i,r,s,j} \quad (2.21)$$

Para efectos del análisis de energía no suministrada, se definen las siguientes variables: $EnS_{i,r,s,e}$, correspondiente a la energía no suministrada que se asigna al coordinado i debido a la indisponibilidad del suministro en el punto de control r , causada por un evento o falla específico e en instalaciones del segmento s ; $E_{int_{i,r,s}}$, que indica la energía interrumpida no autorizada atribuida al coordinado i debido a eventos o fallas ocurridos en instalaciones del segmento s durante el período evaluado; y $EnS_{r,s}$, que representa la energía total no suministrada del punto de control r debido a eventos o fallas en instalaciones pertenecientes al segmento s . Adicionalmente, la sumatoria $\sum_{j=1}^{m-1} EnS_{i,r,s,j}$ identifica la energía no suministrada ya compensada previamente a los clientes finales asociados al coordinado i , considerando desde el primer hasta el penúltimo evento ocurrido en el segmento s . Finalmente, se define n como el número total de coordinados responsables de interrupciones no autorizadas en el suministro del punto de control r , m como el número total de eventos de indisponibilidad ocurridos en dicho punto atribuibles al coordinado i , y s como el segmento específico al cual pertenece el punto de control afectado.

En caso de que la aplicación de la ecuación (2.21) resulte en un valor negativo, el respectivo coordinado no deberá efectuar el pago de compensaciones. Por el contrario, se

deberá descontar dicho valor a la asignación de otro coordinado responsable dentro del mismo segmento, lo cual es calculado a partir de la ecuación (2.22)

$$EnS'_{i,r,s,e} = EnS_{i,r,s,e} + EnS^-_{i,r,s,e} \cdot \frac{EnS_{i,r,s,e}}{\sum_{c=1}^p EnS_{c,r,s,e}} \quad (2.22)$$

Para el análisis actualizado de la energía no suministrada, se definen las siguientes variables adicionales: $EnS'_{i,r,s,e}$, que corresponde a la nueva asignación modificada de energía no suministrada al coordinado i , resultante luego de descontar los valores negativos provenientes de otros coordinados responsables de la misma indisponibilidad del suministro; $EnS^-_{i,r,s,e}$, la energía no suministrada asignada al coordinado i que adquiere valores negativos, derivada de la indisponibilidad del suministro en el punto de control r por un evento o falla específico e en el segmento s ; y la sumatoria $\sum_{c=1}^p EnS_{c,r,s,e}$, que considera la suma de la energía no suministrada atribuida a todos los coordinados involucrados en el segmento s , excluyendo aquellos valores negativos. Finalmente, se define p como el número total de coordinados responsables por la indisponibilidad del suministro en el punto de control r dentro del segmento s durante el periodo de control.

Para los Clientes Libres, la compensación corresponde al equivalente de la EnS (véase ecuación (2.21)) durante el evento, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado vigente durante dicho evento. También está sujeta a valores máximos a compensar. La componente de energía del precio medio de mercado se calcula descontando la componente de potencia. Sin embargo, no procede el pago de compensaciones si el Cliente Libre tiene cláusulas especiales al respecto en sus contratos de suministro.

2.2.3.a. Límites Monetarios

Existen montos máximos a compensar por evento para las empresas generadoras, transmisoras y aquellas que operen instalaciones para SSCC o sistemas de almacenamiento de energía:

- Empresas de transmisión: No podrán superar el 5 % de sus ingresos regulados del año anterior para el segmento respectivo o el 5 % de los ingresos totales en el mercado nacional si no tienen ingresos regulados.
- Empresas generadoras: No podrán superar el 5 % de sus ingresos del año anterior por energía y potencia en el mercado nacional.
- Empresas de SSCC o Sistemas de Almacenamiento: No podrán superar el 5 % de sus ingresos totales en el mercado nacional del año anterior.
- El monto máximo de la Compensación por evento por cada empresa será de 20.000 UTA.
- Para empresas sin ingresos previos por reciente entrada en operación, el monto máximo será de 2.000 UTA por evento.

En caso de alcanzarse los montos máximos a pagar, las compensaciones individuales se ajustarán proporcionalmente.

2.2.3.b. Proceso de Determinación y Pago de Compensaciones

El proceso se inicia con el envío del Informe de Falla (IF) al Coordinador por parte de los Coordinados. Posteriormente, el Coordinador elabora y comunica el Estudio de Análisis de Falla (EAF) a la Superintendencia y a los Coordinados, y calcula los índices de indisponibilidad.

La Superintendencia realiza la investigación del evento o falla y determina si procede el pago de compensaciones. En caso afirmativo, instruirá el pago a los Suministradores y el reembolso por parte de los Coordinados responsables.

Las Empresas Suministradoras (distribuidoras o generadoras) deben pagar la compensación a los usuarios finales en la facturación más próxima. Una vez efectuado el pago, deben acreditarlo ante la Superintendencia.

La Superintendencia instruirá al Coordinador para que los Coordinados responsables reembolsen a las Empresas Suministradoras el monto pagado por concepto de compensaciones. El Coordinador comunicará estas transferencias económicas a los Coordinados responsables.

Los Coordinados podrán impugnar la procedencia del pago ante la Superintendencia. En caso de generarse diferencias por estas impugnaciones, el Coordinador calculará las reliquidaciones correspondientes. La Superintendencia determinará la forma y condiciones del pago de estas diferencias a los usuarios finales.

El Coordinador es responsable de calcular los índices de indisponibilidad, la Energía Interrumpida (EI) (véase sección **B.1.1**) y la EnS, así como de llevar un registro de estos eventos en una plataforma de libre acceso. También debe realizar la asignación del pago de compensaciones entre los distintos coordinados responsables.

Los Coordinados tienen la responsabilidad de mantener adecuadamente sus instalaciones y de proporcionar la información necesaria al Coordinador y a la Superintendencia. También deben pagar las compensaciones o reembolsar a los Suministradores cuando así se les instruya.

La Superintendencia es responsable de investigar los eventos o fallas, determinar si procede el pago de compensaciones, instruir los pagos y reembolsos, y fiscalizar el cumplimiento de estas obligaciones. También resuelve las observaciones al EAF y a los cálculos de índices y EnS.

2.3. Generación Distribuida

2.3.1. Pequeños Medios de Generación Distribuida

Los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) son instalaciones de generación de energía eléctrica que se caracterizan por su conexión a las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a nivel de distribución, y cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9.000 [kW]. Estos medios de generación buscan aprovechar fuentes de energía a menor escala, a menudo renovables, e inyectar su producción directamente a las redes de distribución, complementando la generación a gran escala.

En cuanto a su contexto, los PMGD surgen como una forma de fomentar la generación de energía más cerca de los centros de consumo, lo que puede contribuir a la diversificación

de la matriz energética, la reducción de pérdidas en la transmisión y una mayor resiliencia del sistema eléctrico. Su desarrollo se enmarca en un esfuerzo por actualizar la regulación existente y propender a dar celeridad a la concreción de los proyectos de pequeña escala, así como establecer un tratamiento adecuado para los mecanismos de estabilización de precios.

La clasificación de los PMGD se realiza principalmente en función de su potencia instalada, estableciendo un límite máximo de 9.000 [kW] de excedentes de potencia para ser considerados dentro de esta categoría. Además, la “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO-PMGD)” [14] se enfoca en aquellos PMGD conectados a redes de MT de las empresas distribuidoras. Si bien no se proporciona una clasificación exhaustiva por tecnología, se entiende que una variedad de tecnologías pueden calificar como PMGD siempre que cumplan con los criterios de potencia y conexión.

La diferencia con otros tipos de generación distribuida (GD) radica principalmente en los límites de potencia definidos específicamente para los PMGD y el marco regulatorio particular que se ha desarrollado para ellos, como el acceso a mecanismos de estabilización de precios y procedimientos de interconexión simplificados bajo ciertas condiciones (Conexión Expeditiva).

Otras formas de GD podrían no tener los mismos límites de potencia o no estar sujetas a las mismas regulaciones y beneficios específicos diseñados para la “pequeña escala”.

El marco regulatorio vigente para los PMGD en Chile involucra diversas leyes, normas y decretos, siendo los principales:

- La Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/20.018 de 2006) [2]: Esta ley establece el marco legal general para el sector eléctrico y en su artículo 149° se sientan las bases para los derechos de venta de energía y potencia de los medios de generación sincronizados al sistema, así como la necesidad de un reglamento para establecer los procedimientos y mecanismos de estabilización de precios para aquellos con excedentes de potencia no superiores a 9.000 [kW]. El artículo 72°-17 también menciona la obligación de comunicar la interconexión al sistema eléctrico a la CNE, al CEN y a la Superintendencia. El artículo 72°-2 se refiere a los coordinados, incluyendo los PMGD.
- El Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía de 2019 [15], que aprueba el Reglamento para PMGD: Este reglamento desarrolla lo dispuesto en la Ley [2], estableciendo las disposiciones aplicables a los PMGD con excedentes de potencia menores o iguales a 9.000 [kW]. Regula aspectos como el procedimiento de interconexión, la determinación de costos, los límites a la conexión e inyecciones, la medición, facturación, los mecanismos de estabilización de precios, la operación y coordinación.
- La Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO-PMGD) [14]: Esta norma técnica, dictada por la CNE (mencionada en el Artículo 4° del Reglamento), establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias técnicas para la conexión y operación de los PMGD en redes de MT de las empresas distribuidoras, complementando lo dispuesto en el Reglamento.

2.3.1.a. Aspectos Técnicos

La presente descripción tiene como objetivo detallar los aspectos normativos [14] esenciales que rigen el proceso de conexión y operación de los PMGD.

La integración de un PMGD al sistema de distribución se inicia formalmente con la presentación de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) ante la empresa distribuidora correspondiente [5, Art. 43º, 48, Art. 3-3]. Esta solicitud, cuyo formato será establecido por la Superintendencia [47, Art. 3-2, 48, Art. 3-3], debe ir acompañada de un cronograma de ejecución del proyecto [5, Art. 43º, 6, Art. 43º, 53, Art. 3-4], así como la individualización completa del solicitante y del propietario u operador del PMGD, incluyendo datos legales y de contacto [5, Art. 43º, 6, Art. 43º, 26, Art. 6º transitorio]. Un aspecto crucial de la SCR es la ubicación georreferenciada del PMGD y su punto de conexión, junto con la documentación que acredite la disponibilidad del terreno para el emplazamiento del proyecto, ya sea de propiedad privada o fiscal [5, Art. 43º, 6, Art. 43º, 25, Art. 5º transitorio, 26, Art. 6º transitorio, 49, Art. 3-3]. Adicionalmente, se debe declarar la capacidad instalada y de inyección del PMGD, sus principales características técnicas y si operará como autoprodutor [6, Art. 43º, 27, Art. 6º transitorio, 51, Art. 3-3]. La presentación de la SCR conlleva un pago inicial a la Empresa Distribuidora, correspondiente a un porcentaje del costo total de los estudios de conexión [7, Art. 45º, 50, Art. 3-3].

Una vez recibida la SCR, la Empresa Distribuidora está obligada a verificar si la información cumple con la normativa vigente [8, Art. 46º, 55, Art. 3-6] y debe declararla admisible dentro de un plazo de diez días [8, Art. 46º]. Junto con la declaración de admisibilidad, la Empresa Distribuidora debe proporcionar al interesado información relevante sobre otras SCR en tramitación en el mismo alimentador, incluyendo su punto de conexión, capacidad y orden de prelación [8, Art. 46º, 22, Art. 3º transitorio, 23, Art. 3º transitorio, 56, Art. 3-6]. Es importante destacar que no se admitirán SCR que compartan total o parcialmente el polígono de localización con una SCR previamente admitida [8, Art. 46º, 57, Art. 3-6]. En caso de que la SCR sea inadmisibile por incumplimiento de requisitos, la Empresa Distribuidora deberá comunicar los motivos y devolver un porcentaje del pago inicial [7, Art. 45º, 9, Art. 48º, 10, Art. 49º].

Tras la declaración de admisibilidad, el proceso de evaluación se bifurca según el potencial impacto del PMGD en la red de distribución. Aquellos PMGD que, por sus características de capacidad instalada ($\leq 1,5$ [MW] de excedentes de potencia según la *NTCOPMGD* [14] [74, Art. 3-16]) y de inyección, cumplen con los criterios establecidos en el Artículo 86º del Reglamento y en el Título 3-3 de la misma normativa, pueden optar a un Proceso de Conexión Expeditivo (PCE) [5, Art. 43º, 11, Art. 54º, 51, Art. 3-3, 59, Art. 3-7, 64, Art. 3-10, 74, Art. 3-16]. Para estos proyectos, la Empresa Distribuidora debe informar en su respuesta a la SCR si califican como de impacto no significativo, indicando la Capacidad Instalada para la Conexión Expeditiva (ICE) y la Capacidad de Inyección para la Conexión Expeditiva (CCE) [10, Art. 50º, 59, Art. 3-7]. En el caso de PMGD de impacto no significativo, no se requerirán Obras Adicionales para su conexión, pudiendo solo necesitar Adecuaciones o Ajustes [11, Art. 54º].

Por otro lado, aquellos PMGD que no cumplen con los criterios para ser considerados de impacto no significativo son clasificados como de impacto significativo [35, Definición 36] y requieren la realización de Estudios de Conexión más detallados para evaluar su impacto en la red de distribución y la necesidad de Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes [11, Art. 54º, 61, Art. 3-9, 80, Art. 3-24]. Estos estudios deben considerar diversos

escenarios de demanda y operación [13, Art. 57º, 29, Art. 89º, 30, Art. 8º transitorio, 66, Art. 3-11, 86, Art. 3-27, 87, Art. 3-27, 88, Art. 3-27, 90, Art. 3-27, 107, Art. 3-40, 112, Art. 3-40], incluyendo la conexión de otros PMGD con ICC vigente en el mismo alimentador y diferentes condiciones de carga [30, Art. 8º transitorio, 87, Art. 3-27, 88, Art. 3-27]. La norma [14] especifica los tipos de estudios técnicos a realizar (flujos de potencia, cortocircuito, protecciones) y los criterios para determinar si un alimentador se considera de alto impacto, lo que implica plazos de tramitación más extensos [82, Art. 3-25].

Una vez completada la etapa de evaluación, ya sea mediante el proceso expeditivo o los estudios de conexión, la empresa distribuidora debe emitir un Informe de Costos de Conexión (ICC) [14, Art. 58º, 67, Art. 3-12]. Este documento crucial contiene un informe detallado de los costos de conexión, incluyendo aquellos asociados a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes que sean necesarios para la conexión del PMGD [14, Art. 58º, 28, Art. 89º, 102, Art. 3-37, 108, Art. 3-42]. La determinación de estos costos se basa en la diferencia, en valor presente, entre el Costo de Red con PMGD y el Costo de Red sin PMGD, considerando un horizonte de evaluación de diez años [28, Art. 89º, 109, Art. 3-42, 110, Art. 3-42, 111, Art. 3-42, 114, Art. 3-42, 115, Art. 3-42]. El ICC debe adjuntar además un Contrato de Conexión o su modificación, un Contrato para la realización de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes (si aplica), y un cronograma de ejecución de estas obras [14, Art. 58º, 102, Art. 3-37]. Los plazos máximos para la emisión del ICC varían según si el proyecto es de impacto significativo o no significativo [14, Art. 58º]. El Interesado debe manifestar su conformidad con el ICC dentro de un plazo determinado [17, Art. 62º, 68, Art. 3-12].

Una vez aceptado el ICC y, en su caso, firmado el contrato de obras, el Interesado debe avanzar en la ejecución del proyecto según el cronograma presentado, debiendo acreditar el avance de los hitos ante la empresa distribuidora [18, Art. 65º, 70, Art. 3-13]. Un hito fundamental es la obtención de la declaración en construcción por parte de la Comisión [18, Art. 65º, 25, Art. 5º transitorio, 73, Art. 3-13]. Previo a la puesta en servicio (PES), se deben realizar las pruebas establecidas en la *NTCOPMGD* para verificar el cumplimiento de las exigencias técnicas de las instalaciones de conexión y los sistemas de protección [137, Capítulo 8, 143, Art. 8-23]. La PES puede realizarse por etapas (PES por etapas) bajo ciertas condiciones y limitaciones de inyección [122, Art. 3-49]. Una vez en operación, el PMGD adquiere la calidad de usuario de la red de distribución y le son aplicables los derechos y obligaciones correspondientes [3, Art. 36º]. Cualquier retiro, modificación relevante o desconexión del PMGD debe ser comunicado con una antelación significativa a las autoridades competentes y a la Empresa Distribuidora [21, Art. 104º].

El marco normativo contempla mecanismos para la resolución de controversias que puedan surgir entre los interesados y las empresas distribuidoras durante el proceso de conexión, los cuales deben ser presentados ante la Superintendencia [29, Art. 89º, 103, Art. 3-38, 105, Art. 3-39, 107, Art. 3-40, 128, Capítulo 5, 129, Capítulo 5]. La Superintendencia tiene la facultad de declarar la admisibilidad o inadmisibilidad de las controversias y de establecer medidas provisionales si lo estima necesario [130, Art. 5-3, 131, Art. 5-4]. Adicionalmente, la Superintendencia puede instruir la realización de auditorías a las empresas distribuidoras para verificar el cumplimiento de la *NTCOPMGD* y demás normativa vigente [133, Capítulo 6, 134, Capítulo 6].

2.3.1.b. Modelo Tarifario y Comercial

El modelo tarifario y comercial de los PMGD en Chile se basa en la venta de la energía que inyectan al sistema eléctrico y de sus excedentes de potencia, estando sujetos a una regulación específica detallada en el Decreto [15] y la norma [14]. A continuación, se describen los aspectos más relevantes de este modelo:

- **Venta de Energía Inyectada:** Los propietarios u operadores de PMGD tienen el derecho de vender la energía que evacúan al sistema eléctrico al costo marginal instantáneo [2, Art. 9º]. Esto significa que el precio al que se valoriza la energía inyectada está directamente ligado al costo de la última unidad de energía necesaria para satisfacer la demanda en un momento dado.
- **Mecanismo de Estabilización de Precios:** Adicionalmente a la venta al costo marginal, los PMGD pueden acceder a un mecanismo de estabilización de precios [2, Art. 9º]. Los detalles de este mecanismo se encuentran en los párrafos 2º al 5º del Capítulo 3 del reglamento [2, Art. 9º]. Los PMGD deben optar por vender su energía al costo marginal instantáneo o acogerse a un régimen de precio estabilizado, comunicando su elección al Coordinador con al menos un mes de antelación a su entrada en operación [5, Art. 12º]. Existe un periodo mínimo de permanencia de cuatro años en cada régimen, y el cambio de opción debe comunicarse con seis meses de anticipación [5, Art. 12º]. La diferencia entre la valorización a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente es asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico [6, Art. 14º].
- **Venta de Excedentes de Potencia:** Los PMGD también tienen derecho a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia [2, Art. 9º, 3, Art. 10º, 7, Art. 15º]. Este precio se determina de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o la normativa que lo reemplace [3, Art. 10º, 4, Art. 10º]. Es importante destacar que la valorización de los excedentes de potencia al precio de nudo se realiza independientemente del régimen de precio de la energía al que haya optado el PMGD [7, Art. 15º].
- **Punto de Referencia y Factores de Referenciación:** El Coordinador calcula el costo marginal de la energía y asigna el precio de los excedentes de potencia en un punto de referencia asociado a cada PMGD [3, Art. 10º]. Para los PMGD, este punto de referencia es la subestación primaria de distribución más cercana a su Punto de Conexión [3, Art. 10º]. Las empresas distribuidoras deben calcular factores de referenciación que permitan llevar la valorización de las inyecciones de energía y potencia desde el punto de referencia al punto de conexión del PMGD a la red de distribución [4, Art. 10º, 27, Art. 92º, 123, Título 4-1]. El Coordinador utiliza estos factores para la participación de los PMGD en el balance de transferencia de energía y potencia [4, Art. 10º]. El Factor de Referenciación (FR) es generalmente idéntico para todos los PMGD conectados a un mismo alimentador [124, Art. 4-2].
- **Participación en Balances de Transferencia:** Los PMGD deben participar en las transferencias de energía y potencia a las que se refiere el artículo 149º de la Ley General de Servicios Eléctricos [2] [2, Art. 9º, 8, Art. 28º, 10, Art. 28º]. Para esto, el Coordinador incluye a los PMGD en los respectivos balances de transferencia de energía y potencia, refiriendo sus inyecciones a su punto de referencia [10, Art. 28º].

- **Medición y Facturación:** Los PMGD deben contar con los equipos de medida y facturación necesarios para registrar las lecturas de energía y potencia suministradas y retiradas del sistema [8, Art. 27^o]. Esta información debe reportarse al Coordinador y a las empresas distribuidoras [8, Art. 27^o]. La emisión de facturas por parte del PMGD y el correspondiente pago por parte de las empresas eléctricas se realizan de acuerdo a los procedimientos establecidos en la normativa vigente [11, Art. 29^o].
- **Peaje de Distribución:** Los PMGD que utilicen las instalaciones de una Empresa Distribuidora para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión deben pagar un peaje de distribución [12, Art. 30^o]. Las inyecciones que no estén destinadas a este tipo de suministro no están sujetas a este pago [12, Art. 30^o].

2.3.1.c. Estado Actual

Los PMGD, han experimentado un crecimiento significativo en los últimos años. Actualmente, la capacidad instalada total de estos medios alcanza los 3.214,61 [MW] (véase Tabla 2.11), destacándose principalmente la tecnología solar fotovoltaica, que concentra 2.717,67 [MW], equivalentes al 84,55 % del total instalado a nivel nacional.

Desde un enfoque regional (véase Figura 2.7), se observan claras tendencias geográficas en la implementación tecnológica. La Región Metropolitana lidera en términos de capacidad instalada total, con 577,07 [MW], seguida de cerca por la región de O'Higgins, con 525,76 [MW], destacando en ambas la preponderancia de generación solar. Por otro lado, las regiones del norte del país, como Atacama y Antofagasta, se caracterizan por una fuerte concentración en proyectos solares exclusivamente, con capacidades instaladas de 121,53 [MW] y 87,55 [MW] respectivamente.

El sur de Chile, en contraste, presenta una distribución tecnológica más diversa, integrando mini centrales hidroeléctricas, biomasa y diésel en cantidades relevantes. Por ejemplo, en la región del Biobío, además de 147,81 [MW] solares, existe una contribución de generación eólica (46,37 [MW]), mini hidroeléctrica (25,68 [MW]), biomasa (9,61 [MW]) y diésel (30,56 [MW]), sumando una capacidad instalada total de 263,41 [MW].

Es importante destacar la presencia significativa de generación a diésel en algunas regiones del sur, como Los Lagos, que cuenta con 57,23 [MW] instalados, reflejando las particularidades del suministro energético en zonas más aisladas o con menores recursos renovables disponibles.

En síntesis, la GD mediante PMGD en Chile está dominada ampliamente por la tecnología solar (véase Figura 2.8), con una concentración importante en la zona central y norte del país, mientras que en la zona sur existe una combinación tecnológica más diversa, adaptada a la disponibilidad local de recursos energéticos.

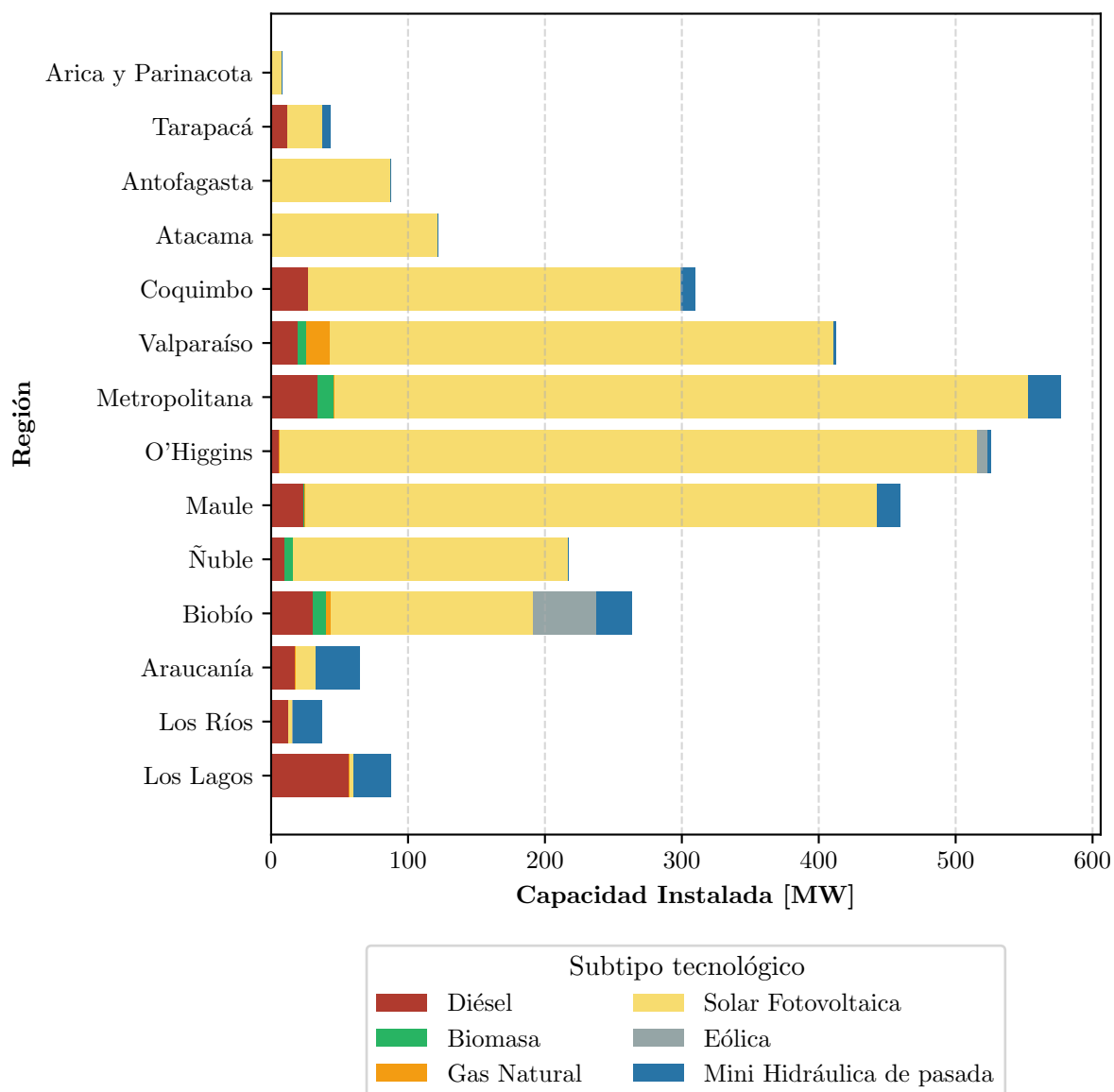


Figura 2.7: Capacidad instalada de PMGD por región y subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].

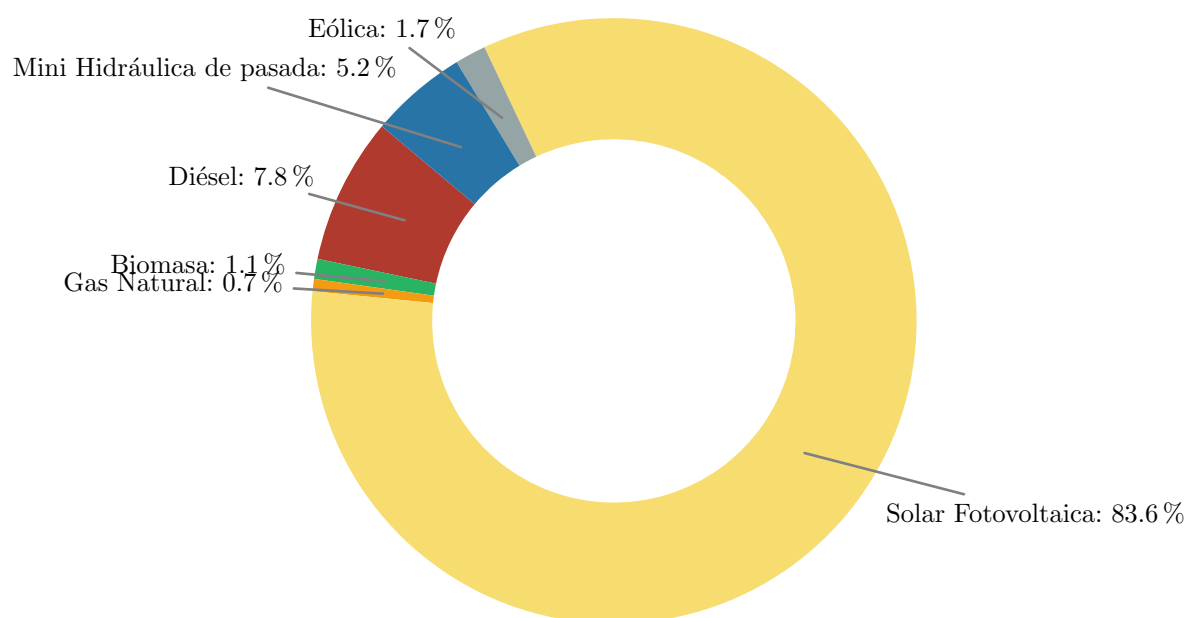


Figura 2.8: Capacidad instalada total de PMGD por subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].

Tabla 2.11: Capacidad instalada de PMGD por región y subtipo tecnológico. Fuente: [16].

Región	Capacidad instalada [MW]						Total [MW]
	Diésel	Biomasa	Gas Nat.	Solar	Eólica	Mini Hid.	
Arica y Parinacota	0,00	0,00	0,00	7,87	0,00	0,50	8,37
Tarapacá	12,02	0,00	0,00	25,30	0,00	6,05	43,37
Antofagasta	0,00	0,00	0,00	87,55	0,00	0,00	87,55
Atacama	0,00	0,00	0,00	121,53	0,00	0,00	121,53
Coquimbo	27,00	0,00	0,00	272,55	0,00	9,79	309,34
Valparaíso	19,70	6,05	17,60	367,48	0,00	1,48	412,31
Metropolitana	34,07	12,00	0,00	507,14	0,00	23,86	577,07
O'Higgins	5,99	0,18	0,00	509,96	7,07	2,56	525,76
Maule	24,17	0,70	0,00	417,95	0,00	16,58	459,40
Ñuble	10,10	5,89	0,00	201,00	0,00	0,00	216,99
Biobío	30,56	9,61	3,38	147,81	46,37	25,68	263,41
Araucanía	17,86	0,00	0,00	15,00	0,00	32,03	64,89
Los Ríos	12,75	0,00	0,00	3,00	0,00	21,35	37,10
Los Lagos	57,23	0,00	0,00	3,00	0,00	27,29	87,52
Total [MW]	306,72	49,27	20,98	2.717,67	100,51	198,95	3.214,61

2.3.2. Pequeños Medios de Generación

Para abordar claramente el contexto normativo de la generación distribuida en Chile, resulta importante distinguir entre los Pequeños Medios de Generación (PMG) y los PMGD, considerando tanto sus semejanzas como diferencias según el régimen regulatorio vigente.

En cuanto a las semejanzas, ambos tipos de generación comparten el objetivo fundamental de ser medios de generación a pequeña escala conectados al SEN, permitiendo la descentralización del suministro eléctrico. Tanto los PMG como los PMGD tienen derecho a comercializar la energía eléctrica que inyectan al sistema, así como los excedentes de potencia, conforme lo establece la Ley [2]. Además, ambos tipos de generación están sujetos a la coordinación del CEN, debiendo entregar la información requerida por la CNE, la SEC y el propio coordinador, para cumplir con la normativa vigente.

Sin embargo, existen diferencias clave que deben destacarse. La principal radica en la definición específica y alcance regulatorio del Decreto [15], que claramente define a los PMGD como aquellos medios de generación conectados directamente a redes de distribución con capacidad instalada igual o inferior a 9 [MW]. Este decreto establece regulaciones detalladas respecto a la interconexión, operación, medición, facturación y mecanismos tarifarios exclusivos para los PMGD, como es el caso del mecanismo de estabilización de precios.

En contraste, aunque los PMG también se consideran pequeños medios de generación, la regulación no es tan exhaustiva ni específica como la aplicada a los PMGD. La normativa técnica $NTCO_{PMGD}$ [14] está dirigida específicamente a los PMGD, detallando procedimientos técnicos exclusivos para estos medios conectados a redes de distribución en MT. Los PMG, por otro lado, podrían estar sujetos a disposiciones generales de la Ley [2] sin contar necesariamente con procedimientos específicos tan definidos.

Finalmente, el marco regulatorio actual, tras la derogación del Decreto Supremo N° 244 de 2005 [17], enfatiza la diferenciación del régimen específico de los PMGD respecto de otros pequeños medios de generación, destacando la importancia de esta categoría particular dentro del contexto nacional.

2.3.2.a. Estado Actual

Al analizar los datos presentados en la Tabla 2.12, se evidencia que la capacidad instalada total de PMG en Chile alcanza los 354,74 [MW]. Dentro de esta capacidad instalada, predomina claramente la tecnología solar, con 179,77 [MW], representando más del 50 % del total nacional para PMG. La generación mediante mini hidroeléctricas ocupa también un lugar relevante con 122,78 [MW] instalados (véase Figura 2.9).

A nivel regional, el Maule concentra la mayor capacidad instalada de PMG con 81,82 [MW], distribuida principalmente entre mini hidroeléctricas (27,16 [MW]), solar (25,22 [MW]) y biomasa (14,00 [MW]). Le siguen la región de Los Lagos, con una fuerte presencia de generación mini hidroeléctrica alcanzando 50,55 [MW], y la región del Biobío, con una capacidad total de 43,60 [MW], destacándose por la diversidad tecnológica que incluye generación eólica (19,60 [MW]), mini hidroeléctrica (16,28 [MW]), biomasa (5,00 [MW]) y solar (2,72 [MW]).

Por otra parte, las regiones del norte, como Antofagasta y Atacama, concentran prin-

principalmente capacidad solar, reflejando las condiciones óptimas de radiación solar que presentan estas zonas. Destaca también la presencia puntual de generación diésel en regiones como Maule (15,44 [MW]), Valparaíso (9,99 [MW]) y Los Lagos (9,06 [MW]), sugiriendo que estos medios se emplean probablemente como respaldo en zonas específicas.

La Figura 2.10 complementa visualmente esta información, mostrando claramente la predominancia de tecnologías renovables como la solar y mini hidroeléctrica en la composición tecnológica de los PMG en Chile.

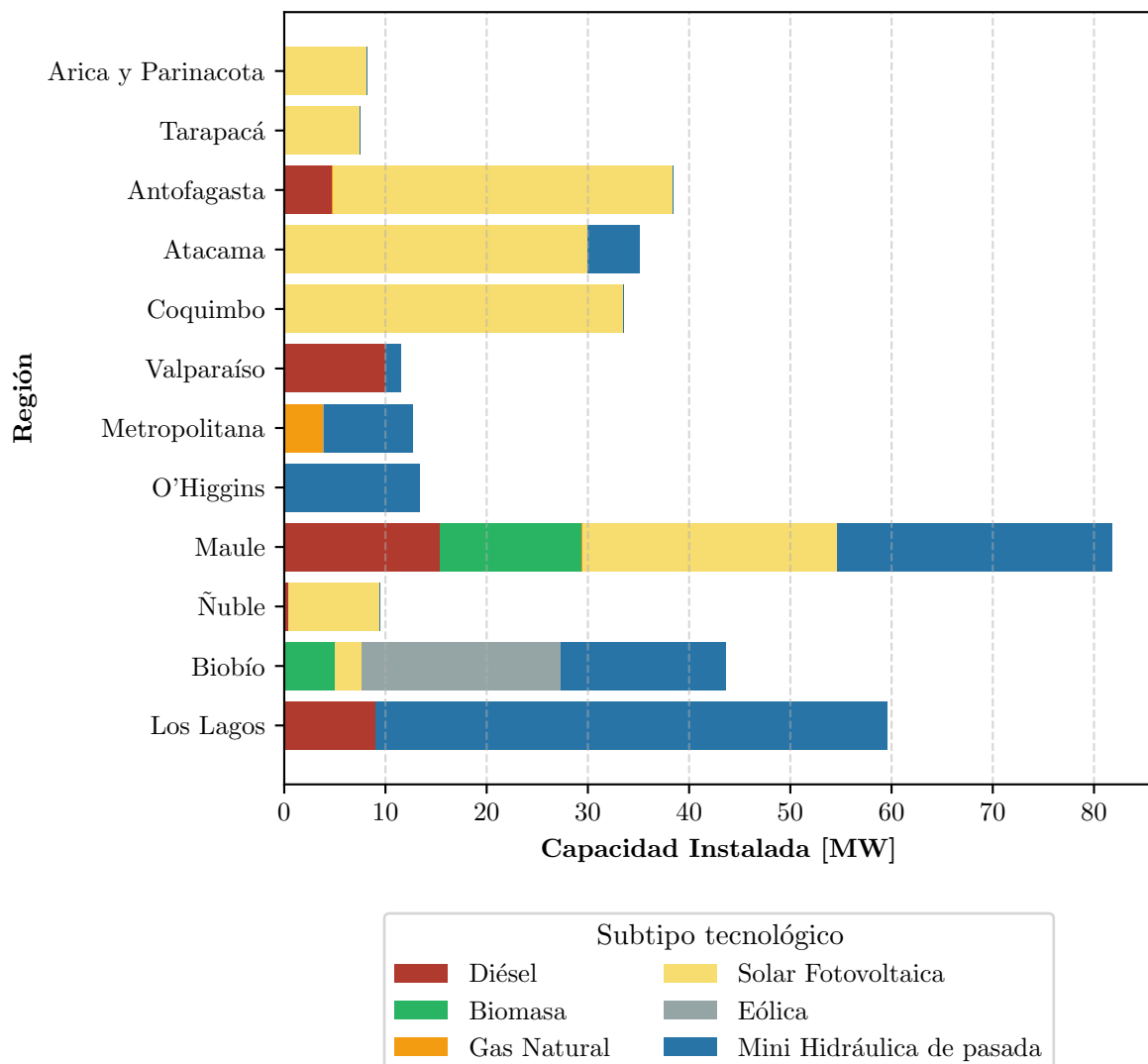


Figura 2.9: Capacidad instalada de PMG por región y subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].

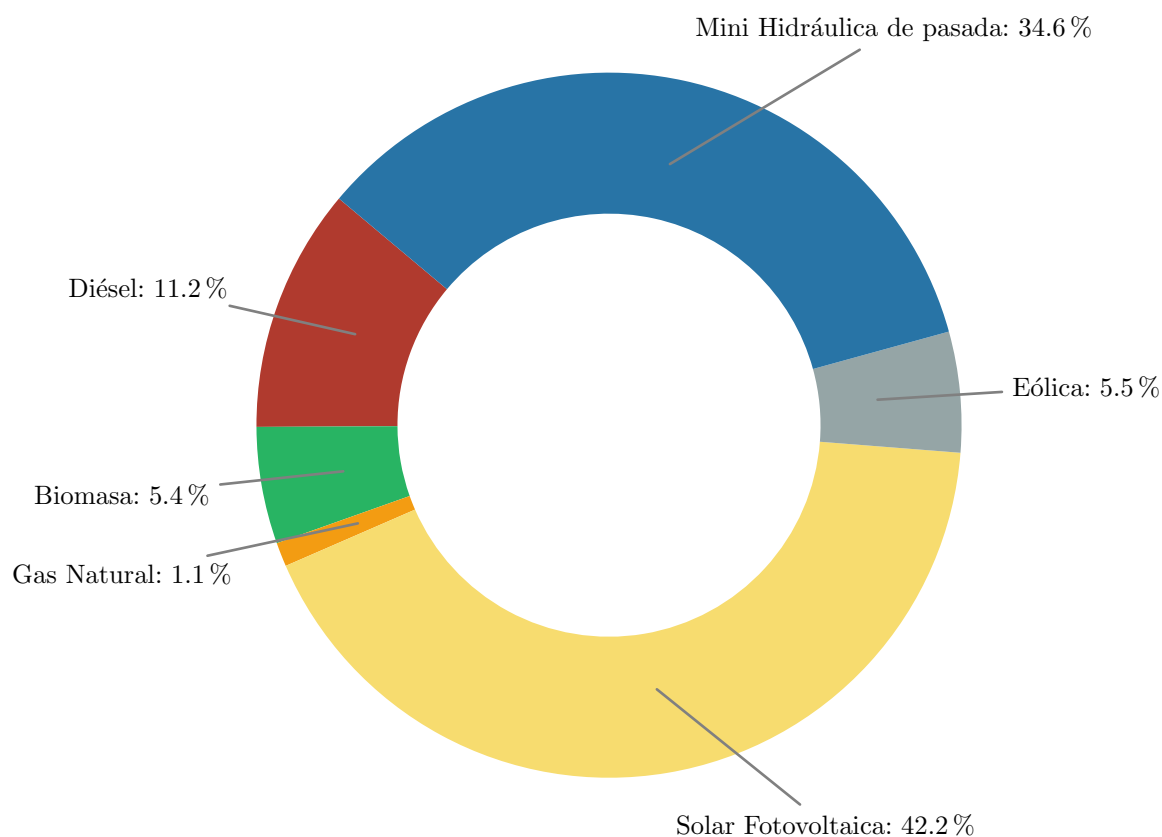


Figura 2.10: Capacidad instalada total de PMG por subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].

Tabla 2.12: Capacidad instalada de PMG por región y subtipo tecnológico. Fuente: [16].

Región	Capacidad instalada [MW]						Total [MW]
	Diésel	Biomasa	Gas Nat.	Solar	Eólica	Mini Hid.	
Arica y Parinacota	0,00	0,00	0,00	8,17	0,00	0,00	8,17
Tarapacá	0,00	0,00	0,00	7,50	0,00	0,00	7,50
Antofagasta	4,78	0,00	0,00	33,66	0,00	0,00	38,44
Atacama	0,00	0,00	0,00	29,95	0,00	5,10	35,05
Coquimbo	0,00	0,00	0,00	33,55	0,00	0,00	33,55
Valparaíso	9,99	0,00	0,00	0,00	0,00	1,52	11,51
Metropolitana	0,00	0,00	3,90	0,00	0,00	8,77	12,67
O'Higgins	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,40	13,40
Maule	15,44	14,00	0,00	25,22	0,00	27,16	81,82
Ñuble	0,42	0,00	0,00	9,00	0,00	0,00	9,42
Biobío	0,00	5,00	0,00	2,72	19,60	16,28	43,60
Los Lagos	9,06	0,00	0,00	0,00	0,00	50,55	59,61
Total [MW]	39,69	19,00	3,90	179,77	19,60	122,78	354,74

2.3.3. NetBilling

El *Netbilling* y la GD son conceptos fundamentales en la modernización del sector eléctrico, permitiendo a usuarios finales generar su propia energía y, en algunos casos, inyectar los excedentes a la red de distribución, recibiendo una compensación por ello.

La GD se refiere a la producción de energía eléctrica por EG conectados directamente a las redes de distribución. Estos EG suelen tener una capacidad instalada total que no supera el límite establecido en la Ley 20.571 [18] (la capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 300 [kW]). La GD puede realizarse mediante energías renovables no convencionales (ERNC), definidas en la letra aa) del artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos [2], como sistemas fotovoltaicos, eólicos, de biomasa, etc. También se incluyen las instalaciones de cogeneración eficiente (CHP), definidas en la letra ac) del mismo artículo. Estos sistemas están destinados al consumo propio de usuarios finales sujetos a fijación de precios, quienes tienen el derecho a inyectar la energía excedentaria a la red de distribución a través de sus respectivos empalmes.

El Netbilling, regulado principalmente en Chile por la ley [18], establece el mecanismo de pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Esta ley introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/20.018 del 2007), incorporando los artículos 149 bis, 149 ter, 149 quáter y 149 quinquies que detallan el funcionamiento del sistema. Los aspectos más importantes regulados por la ley [18] y desarrollados en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación [19].

La norma [19] detalla los procedimientos, metodologías y exigencias técnicas para la conexión y operación de estos EG a las redes de distribución. Esta norma aborda aspectos como la terminología, el procedimiento técnico de conexión, las exigencias técnicas para la conexión y operación, la capacidad instalada permitida, los estudios de conexión, los sistemas de medición, la protección de red e instalación (Protección RI), la calidad del producto del EG y las pruebas de puesta en servicio.

2.3.3.a. Aspectos Técnicos

A partir de la norma [19], los aspectos técnicos más relevantes para los sistemas de GD conectados bajo el esquema de *Netbilling* son los siguientes:

- Capacidad Instalada Permitida (CIP) e Inyección de Excedentes Permitida (IEP): La norma establece metodologías para determinar la CIP e IEP, las cuales se basan en el impacto del EG sobre la corriente que circula por la red de distribución y la regulación del voltaje. La IEP no puede superar la CIP.
 - Para conexiones en BT, la IEP se calcula considerando la demanda mínima del transformador en horarios diurnos y nocturnos, restando la capacidad instalada de otros GD conectados o previstos.
 - Para conexiones en MT, la IEP se calcula considerando la capacidad de diseño del alimentador y la demanda mínima aguas abajo del punto de menor capacidad de diseño, restando la capacidad instalada de otros GD conectados o previstos.
 - También se considera el impacto en la regulación de voltaje mediante el cálculo de la Máxima Capacidad Instalada Permitida (MCIP) y restando la capacidad

instalada de otros GD.

- Adicionalmente, se evalúa el impacto sobre la fluctuación de voltaje durante la sincronización y la corriente de cortocircuito, estableciendo límites para la CIP.
- Proceso de Conexión: El proceso puede ser expeditivo o estándar, dependiendo del cumplimiento de ciertos criterios de seguridad operacional.
 - El Proceso Expeditivo se aplica si el EG se conecta a través de inversores, la capacidad instalada es menor o igual a la del empalme y a 10 [kW] en BT (30 [kW] en MT), y se cumplen límites de capacidad del transformador (BT) o alimentador (MT).
 - Si no se cumplen los criterios para el proceso expeditivo, se debe calcular la CIP e IEP. Si la capacidad del EG no supera estos límites, se puede conectar sin obras adicionales.
 - Si la capacidad del EG supera la CIP o la IEP, se requieren estudios de conexión para determinar si se necesitan adecuaciones u obras adicionales en la red.
- Exigencias técnicas para la conexión:
 - La instalación debe ser realizada por un instalador autorizado.
 - La IEP debe ser inferior a la capacidad del Empalme. Si la capacidad instalada del EG es mayor que la IEP, debe contar con un dispositivo limitador de inyecciones.
 - Se deben cumplir límites de desbalance en la conexión (inferior o igual a 5 [kVA] por fase para empalmes trifásicos con capacidad total de EG mayor o igual a 10 [kW] conectados como generador trifásico simétrico). Para empalmes monofásicos en BT, la capacidad del EG debe ser menor a 10 [kW].
- Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC): Son propiedad y responsabilidad de la Empresa Distribuidora.
 - Se requiere un medidor bidireccional con certificación para registrar inyecciones y consumos por separado.
 - EG con capacidad superior a 30 [kW] deben tener un medidor integrable al SMMC de la distribuidora.
 - Los SMMC de EG con limitador de inyecciones deben generar alertas si se supera la IEP.
 - Interruptor de Acoplamiento: Debe instalarse un interruptor de acoplamiento comandado por la Protección RI, que se dispara automáticamente ante fallas. Puede ser centralizado o integrado. El tiempo máximo de desconexión ante una falla no debe superar los 200 [ms].
 - Protección de Red e Instalación (Protección RI): Actúa sobre el interruptor de acoplamiento para desconectar el EG ante valores inadmisibles de tensión o frecuencia, o ante condiciones de isla.
 - Debe cumplir con funciones de subtensión, sobretensión, subfrecuencia, sobre-frecuencia y anti-isla eléctrica.

- Los ajustes de protección para conexiones en BT están especificados en la Tabla 2 de la norma [19], con tiempos de despeje menores a 100 [ms] para la mayoría de las funciones. La protección contra sobretensiones ($V >$) debe ajustarse a $1,1 V_n$.
 - Para conexiones en MT, los ajustes y tiempos de despeje se encuentran en las Tablas 3 y 4. La medición de tensión debe ser trifásica.
 - La Protección RI puede ser centralizada (para $EG > 100$ [kVA] o sin inversores) o integrada (para $EG \leq 100$ [kVA] con inversores). La Protección RI centralizada debe ubicarse en un gabinete sellado.
 - Debe existir un mecanismo de reconocimiento de islas que desconecte el EG en un máximo de 2 [s] ante esta condición
- Operación del EG:
 - La reconexión al SD solo puede ocurrir si la tensión ($0,85 V_n$ a $1,1 V_n$) y frecuencia (47,5 [Hz] a 50,2 [Hz]) de la red están dentro de los rangos de tolerancia durante al menos 60 [s] (o 5 [s] para interrupciones breves).
 - La potencia generada por EG regulables al reconectar no debe superar un gradiente del 10 % de su capacidad instalada por minuto.
 - Los EG deben operar con un factor de potencia igual a 1, aunque se permite operar entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo en casos justificados.
 - Calidad de Producto del EG: Debe diseñarse, instalarse y operarse de manera que las repercusiones en el SD y otros clientes estén dentro de los límites admisibles. Debe cumplir con estándares internacionales como IEC 61000-3-3 [20] o IEC 61000-4-15:2010 [21] para variaciones rápidas de tensión y parpadeo, y IEC 61000-3-2 [22], IEC 61000-3-4 [23] o IEC 61000-3-12 [24] para armónicos.
 - Pruebas de Puesta en Servicio: Se deben realizar pruebas para verificar el correcto desempeño de la conexión, incluyendo la verificación de equipos de medición, ajustes de la Protección RI, prueba de desconexión (desenergización en menos de 2 [s] tras apertura del interruptor general), prueba de funcionamiento de la Protección RI centralizada y prueba de reconexión. Para EG con limitador de inyección, se realizará una prueba de limitación.

2.3.3.b. Modelo Tarifario y Comercial

El modelo tarifario y comercial se centra en la compensación de la energía inyectada a la red por los usuarios finales que disponen de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente para su propio consumo.

- Valorización de la Energía Inyectada: Las inyecciones de energía a la red de distribución se valorizan al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 158 de la ley [2]. Esta valorización también debe incorporar las menores pérdidas eléctricas de la empresa distribuidora asociadas a dichas inyecciones. Estas menores pérdidas se valorizan del mismo modo que las pérdidas medias a las que se refiere el numeral 2

del artículo 182 de la misma ley. Un reglamento establecerá los procedimientos para la valorización de las inyecciones cuando los medios de generación se conecten en los sistemas señalados en el artículo 173 de la ley [2].

- Compensación de la Energía Inyectada:
 - La energía inyectada que ha sido valorizada se descuenta de la facturación eléctrica correspondiente al mes en que se realizaron dichas inyecciones.
 - Si el valor de la energía inyectada es mayor que el consumo del mes, generando un remanente a favor del cliente, este remanente se imputará y descontará en las facturas subsiguientes.
 - Los remanentes a favor del cliente deben ser reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor (IPC) o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones de la SEC.
 - Si transcurrido un plazo señalado en el contrato con la distribuidora, los remanentes de inyecciones no han podido ser descontados de las facturaciones, la concesionaria de servicio público de distribución deberá pagarlos al cliente. Para ello, la distribuidora debe remitir un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero adeudadas, a menos que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato.
- Venta de Atributos de Energía Renovable:
 - La energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 [MW], a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis de la ley [2] refiere a la obligación de incorporar energías renovables en su matriz).
 - Para este fin, la distribuidora debe emitir anualmente (y cuando se solicite) un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por el cliente a través de medios renovables no convencionales. Una copia de este certificado se remite a las Direcciones de Peajes de los CDEC (Centros de Despacho Económico de Carga) para su registro.
 - El certificado de inyecciones constituye título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación del artículo 150 bis [2].
 - El cliente podrá convenir directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que realice retiros en ese u otro sistema eléctrico. Esto implica la posibilidad de "vender" los atributos de energía renovable generados por el cliente a grandes consumidores de energía para que estos cumplan con sus cuotas de energías renovables. El reglamento establecerá los procedimientos para este traspaso.
- Aspectos Comerciales Adicionales:
 - Las concesionarias de servicio público de distribución deben disponer de un contrato con los usuarios finales que inyecten energía. Este contrato debe contener menciones mínimas establecidas por el reglamento, incluyendo el equipamiento de generación, su capacidad, la opción tarifaria, la propiedad del medidor y el mecanismo de pago de los remanentes no descontados.

- Las obras adicionales y adecuaciones necesarias para la conexión e inyección de excedentes deben ser solventadas por cada propietario de las instalaciones de generación y no pueden significar costos adicionales para los demás clientes.
- Tratamiento Impositivo:
 - Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en ejercicio de sus derechos de inyección y pago de remanentes no constituyen renta para efectos legales y las operaciones relacionadas no están afectas a Impuesto al Valor Agregado (IVA).
 - Esta exención no aplica a contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta efectiva según contabilidad completa, con excepción de aquellos acogidos a los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta.
 - Las distribuidoras deben emitir facturas por las inyecciones de los clientes exentos de IVA, a menos que estos últimos sean contribuyentes bajo los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, en cuyo caso ellos deben emitir la factura correspondiente.

2.3.3.c. Estado Actual

La Tabla [2.13](#) muestra claramente la distribución de la capacidad instalada por región, destacando una predominancia de la tecnología solar fotovoltaica, con un total de 328.302,16 [kW] instalados en todo el país, mientras que solo existe una mínima representación de biomasa con 30 [kW] en la región de Aysén. Esta clara predominancia de la energía solar, cercana al 100 %, refleja la viabilidad técnica y económica que esta tecnología ofrece al usuario residencial, grupo objetivo principal de la ley de *NetBilling*.

La casi nula instalación de otras tecnologías, como biomasa u otras fuentes renovables, se puede atribuir a diversos factores, entre ellos la complejidad tecnológica y logística asociada a estos sistemas en aplicaciones residenciales. Por ejemplo, las instalaciones de biomasa requieren espacio para almacenamiento del combustible, mantenimiento constante y generan emisiones locales que podrían restringir su implementación en áreas urbanas residenciales.

Además, factores como la sencillez en la instalación, mantenimiento reducido, y la escalabilidad han hecho que la tecnología solar fotovoltaica sea la opción preferida y prácticamente exclusiva para usuarios residenciales bajo el esquema de *NetBilling*. Estos aspectos, visualmente reforzados en la Figura [2.11](#), explican por qué otras tecnologías renovables han tenido dificultades para penetrar en el segmento residencial bajo esta modalidad de generación distribuida.

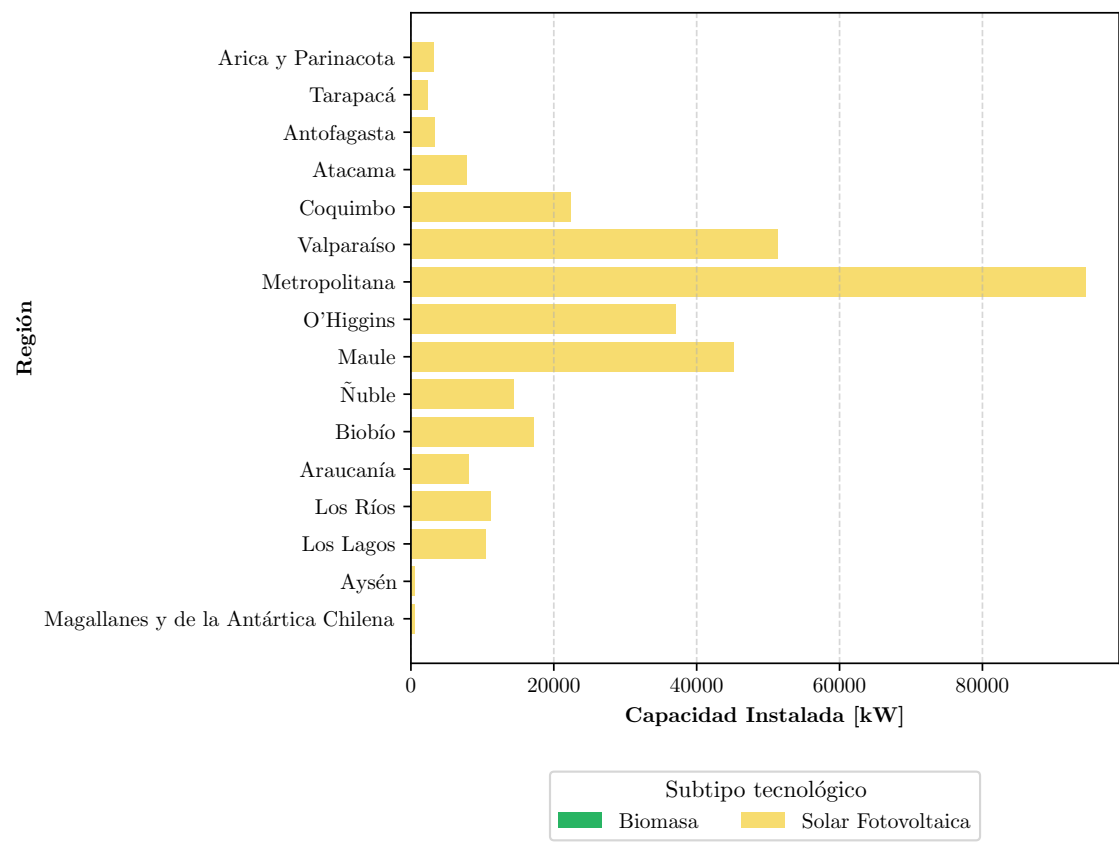


Figura 2.11: Capacidad instalada de Netbilling por región y subtipo tecnológico. Fuente: Elaboración propia a partir de [16].

Tabla 2.13: Capacidad instalada Biomasa y solar fotovoltaica por región. Fuente: [16].

Región	Capacidad instalada biomasa [kW]	Capacidad instalada solar fotovoltaica [kW]
Arica y Parinacota	0,00	3.142,28
Tarapacá	0,00	2.370,44
Antofagasta	0,00	3.293,36
Atacama	0,00	7.794,21
Coquimbo	0,00	22.287,58
Valparaíso	0,00	51.257,25
Metropolitana	0,00	94.415,81
O'Higgins	0,00	36.977,36
Maule	0,00	45.212,16
Ñuble	0,00	14.309,66
Biobío	0,00	17.211,36
Araucanía	0,00	8.086,33
Los Ríos	0,00	11.120,72
Los Lagos	0,00	10.379,98
Aysén	30,00	443,66
Magallanes y de la Antártica Chilena	0,00	513,14
Total [kW]	30,00	328.302,16

2.4. Experiencia Internacional

2.4.1. España

Una experiencia relevante para la presente investigación es la estrategia implementada por la empresa distribuidora i-DE, filial de Iberdrola en España, tras los severos daños ocasionados por la Depresión Aislada en Niveles Altos (DANA) en octubre y noviembre de 2024. En ese evento meteorológico extremo, se vieron afectadas más de 100 localidades, principalmente en la Comunidad Valenciana, con interrupciones masivas del suministro eléctrico.

Para hacer frente a esta situación, Iberdrola movilizó una flota de 80 grupos electrógenos diésel de respaldo, los cuales fueron estratégicamente distribuidos en las zonas más afectadas [25]. Estos equipos fueron activados de forma inmediata tras el evento, con el objetivo de suministrar energía temporal mientras se restauraban las redes dañadas. La operación incluyó además el traslado de más de 500 operarios especializados y técnicos desde distintas regiones del país, lo que permitió una respuesta rápida y coordinada.

Gracias a esta estrategia de respaldo temporal, el 95 % del suministro fue restablecido en menos de 72 horas y el 99 % en menos de una semana. Los grupos electrógenos fueron utilizados de manera rotativa, siendo reubicados a medida que avanzaban las reparaciones en terreno. Esta flexibilidad logística y operativa fue clave para mantener la continuidad del suministro en zonas rurales y de difícil acceso, donde los trabajos de reposición de infraestructura podían demorar más de lo habitual.

Este caso permite observar cómo la generación de respaldo, organizada y desplegada de manera estratégica, puede reducir drásticamente los indicadores de duración de interrupciones (*SAIDI*) en contextos de emergencia. La experiencia de Iberdrola es particularmente aplicable al contexto chileno, en especial a comunas rurales o insulares donde las condiciones geográficas y climáticas dificultan la reposición rápida del servicio ante fallas extensas. La implementación de una estrategia similar en estas zonas podría constituir una solución efectiva para mejorar la calidad de suministro y reducir las sanciones económicas asociadas al incumplimiento de los estándares de continuidad establecidos por la normativa chilena.

2.4.2. Brasil

En el contexto brasileño, se llevó a cabo el estudio “*Analysis of the Impact of Integrating Photovoltaic Solar Generation on the Reliability of Distribution Systems*” [saidi`brasil] que evaluó el impacto de la integración de sistemas de generación solar fotovoltaica (PV) en la confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica. El análisis se centró en la aplicación de una metodología específica que simula condiciones reales a lo largo del tiempo mediante la Técnica de Simulación Secuencial de Monte Carlo (SMCS), una herramienta que permite modelar eventos estocásticos y estimar indicadores de confiabilidad con alta precisión.

El estudio aplicó esta metodología sobre una red de distribución adaptada del sistema IEEE RBTS Bus-6, con voltaje de 33 [kV], considerando 30 líneas, 23 transformadores y puntos de carga, e integrando generación PV en una sección específica del alimentador. La generación fotovoltaica se modeló con datos reales de radiación solar y temperatura para la región de Juazeiro do Norte, Brasil, generando 21 perfiles de generación anual y

simulando un año completo (8760 horas).

Entre los resultados más relevantes se identificó una mejora significativa en los indicadores de confiabilidad, especialmente en aquellos relacionados con la duración de interrupciones y energía no suministrada, como *SAIDI*, *CAIDI*, *ASUI*, *ENS* y *AENS*. A medida que aumentaba el nivel de penetración fotovoltaica —evaluado en once niveles distintos hasta un 100 %— estos indicadores disminuían notablemente, evidenciando un mayor respaldo y capacidad de recuperación del sistema ante fallas.

Cabe destacar que, si bien el índice *SAIFI* no mostró una mejora directa, ello se atribuyó a que la integración de PV permitió acortar la duración de las fallas (disminuyendo *CAIDI*), pero no necesariamente su frecuencia. Asimismo, la mejora en la confiabilidad estuvo estrechamente ligada a la operación en isla (“*islanding*”) de la sección donde se implementó la generación solar, lo que refuerza el valor de las microrredes en contextos distribuidos.

Este caso demuestra la viabilidad técnica de utilizar generación solar fotovoltaica como mecanismo de respaldo y su efecto positivo en la calidad del suministro, incluso en contextos donde las condiciones climáticas permiten una operación estable. Para el caso chileno, esta experiencia resulta especialmente relevante en zonas con buen recurso solar y dificultades de acceso a redes de respaldo tradicionales. La evidencia obtenida en Brasil refuerza la necesidad de adecuaciones normativas para facilitar la implementación de microrredes y respaldos solares en sectores rurales o aislados con bajos niveles de continuidad de servicio.

2.4.3. Grecia

En Grecia, se desarrolló el estudio “*Siting and Installation of PV Systems in Greece and their Contribution in the Reliability of the Distribution Network*” [saidi’Grecia] centrado en analizar el impacto de los sistemas de energía solar fotovoltaica (PV) en la mejora de la confiabilidad del sistema de distribución, particularmente en situaciones de deslastre de carga. El contexto del estudio se enmarca en la implementación de la Ley 3468/2006, que incentivó la instalación de 590 [MW] de potencia fotovoltaica para el sistema interconectado griego, previendo su plena operación hacia 2010.

La metodología se basó en la simulación de la producción de energía PV en once regiones administrativas de Grecia, considerando restricciones ambientales y geográficas para la ubicación de los sistemas. Se utilizaron datos climáticos históricos de la base *METEONORM* y se simuló el comportamiento energético mediante el *software PVSYST*, con el fin de evaluar la producción mínima horaria durante los días de verano (1 de junio al 31 de agosto), específicamente entre las 11:00 y las 15:00 horas, periodo en que históricamente ocurren eventos de deslastre de carga en el país.

El operador del sistema de transmisión (TSO) solicita en estos casos al distribuidor (DSO) la desconexión de alimentadores de media tensión de 20 [kV], cada uno asociado a 10 [MW] de carga principalmente urbana. Se modelaron tres escenarios de deslastre (SC1: 300 [MW], SC2: 400 [MW], SC3: 500 [MW]), y se analizaron seis áreas geográficas para observar la capacidad de la generación PV de evitar la desconexión de alimentadores.

Los resultados mostraron una mejora clara y cuantificable en los índices de confiabilidad *SAIDI*, *SAIFI* y *CAIDI*, permitiendo evitar incrementos sustanciales en estos

indicadores en eventos de alta demanda. Por ejemplo, en la península del Peloponeso (Área 6), la generación PV logró evitar con alta probabilidad (hasta 98,91 % en SC2) la desconexión de los alimentadores planificados. Asimismo, en el Área 4 (que incluye la región de Ática, la más densamente poblada), se evitó la interrupción de al menos dos alimentadores en más del 85 % de los casos.

El estudio también cuantificó el beneficio económico derivado de la mejora en la confiabilidad. Se utilizó el concepto de Costo Esperado de Interrupción (ECOST), calculado a partir de encuestas nacionales por tipo de cliente. Por ejemplo, se estimó que una interrupción de cuatro horas generaría un ECOST de €39.700 por alimentador, y en algunos escenarios se logró evitar pérdidas por más de €300.000.

Esta experiencia aporta evidencia sobre el rol clave que puede desempeñar la generación fotovoltaica distribuida en contextos urbanos y rurales densamente poblados, no solo mejorando los indicadores técnicos de continuidad, sino también reduciendo significativamente los costos asociados a las interrupciones. Para el contexto chileno, este estudio refuerza la utilidad de implementar esquemas similares de distribución geográfica estratégica y aprovechamiento del potencial solar en zonas críticas para mitigar la necesidad de cortes programados o emergencias en condiciones de alta demanda.

Capítulo 3

Comunas Críticas

Este capítulo presenta un análisis exhaustivo de la situación actual de continuidad del suministro eléctrico en Chile, utilizando como eje central el comportamiento del indicador *SAIDI* en el segmento de distribución. A través del uso de datos históricos y recientes, provenientes tanto de fuentes públicas (como la plataforma *Energía Abierta* de la CNE [26]) como privadas (particularmente de la empresa distribuidora SAESA), se identifican las comunas con mayores niveles de afectación, así como las causas técnicas que explican dichos resultados.

Se incorporan herramientas gráficas y estadísticas para visualizar la evolución del *SAIDI* y *SAIFI* a nivel nacional, regional y comunal, además del cumplimiento normativo por parte de las empresas distribuidoras. De forma complementaria, se incluye un estudio de caso enfocado en la comuna de Quemchi, la cual representa el caso más crítico del país en 2023. En este estudio se examinan en detalle sus indicadores, la evolución histórica, el cumplimiento normativo y las causas internas que explican el alto nivel de interrupciones, entregando una base técnica sólida para la formulación de propuestas en los capítulos posteriores.

El desarrollo de este capítulo permite no solo describir cuantitativamente el problema, sino también vincularlo con las condiciones estructurales del sistema de distribución, como la densidad de red, el tipo de urbanidad y las responsabilidades de cada empresa concesionaria. Con ello, se establece una base territorial y técnica que fundamenta la necesidad de intervenciones específicas en los territorios más afectados.

3.1. Obtención y Selección de Datos

Para la identificación inicial de las comunas críticas, se utilizó exclusivamente el indicador *SAIDI*. Este índice es el único disponible públicamente a nivel nacional para el segmento de distribución, lo que lo convierte en la fuente primaria y más confiable para la primera aproximación a las comunas que presentan problemas significativos en la continuidad del suministro eléctrico. La información utilizada en esta instancia fue extraída directamente desde la plataforma “Energía Abierta” gestionada por la CNE [26].

En una segunda etapa, con el fin de caracterizar de manera más profunda y específica ciertas comunas seleccionadas (véase sección 3.2), se complementaron los datos iniciales del índice *SAIDI* con información detallada proporcionada directamente por la empresa

distribuidora SAESA. Esta información adicional incluyó detalles sobre frecuencia, causas específicas de interrupción, duración de los eventos y particularidades técnicas de la red local, lo que permitió una caracterización más precisa y adecuada para el diagnóstico.

3.2. Caracterización de Comunas Críticas

Al comenzar con la caracterización de comunas críticas, se realizó en primera instancia un análisis global con el fin de obtener una perspectiva nacional sobre aquellas comunas con mayor incidencia del índice SAIDI. Para sintetizar este análisis, se presenta la Figura 3.1, que muestra las 15 comunas en Chile con mayor *SAIDI* acumulado en el periodo desde 2012 hasta 2023, coincidente con el rango temporal de los registros disponibles al momento de realizar este estudio por parte de la CNE.

Dentro de este análisis destaca especialmente la comuna de Lumaco, que registra históricamente el valor más alto de *SAIDI*, alcanzando un máximo de 208,6 [h] durante el año 2017. De estas horas totales registradas para dicho año, sobresale la contribución significativa de eventos clasificados como FM con 143,4 [h], mientras que las causas E aportan 36,48 [h], y las causas I 28,67 [h].

Además de Lumaco, otras comunas como Melipeuco, Tirúa y Contulmo presentan alta variabilidad en sus índices, con incrementos significativos especialmente en los años 2015 y 2017, sugiriendo la influencia de eventos climáticos extremos (incendios forestales). Por otro lado, comunas como Lonquimay muestran un notable incremento reciente (166,1 [h] en 2022), evidenciando condiciones particulares que requieren atención especial.

Por otra parte, se observan mejoras destacadas en comunas como Saavedra, Galvarino, Curarrehue y Chaitén durante los últimos años, indicando posibles intervenciones técnicas exitosas o una gestión más efectiva en el manejo de interrupciones.

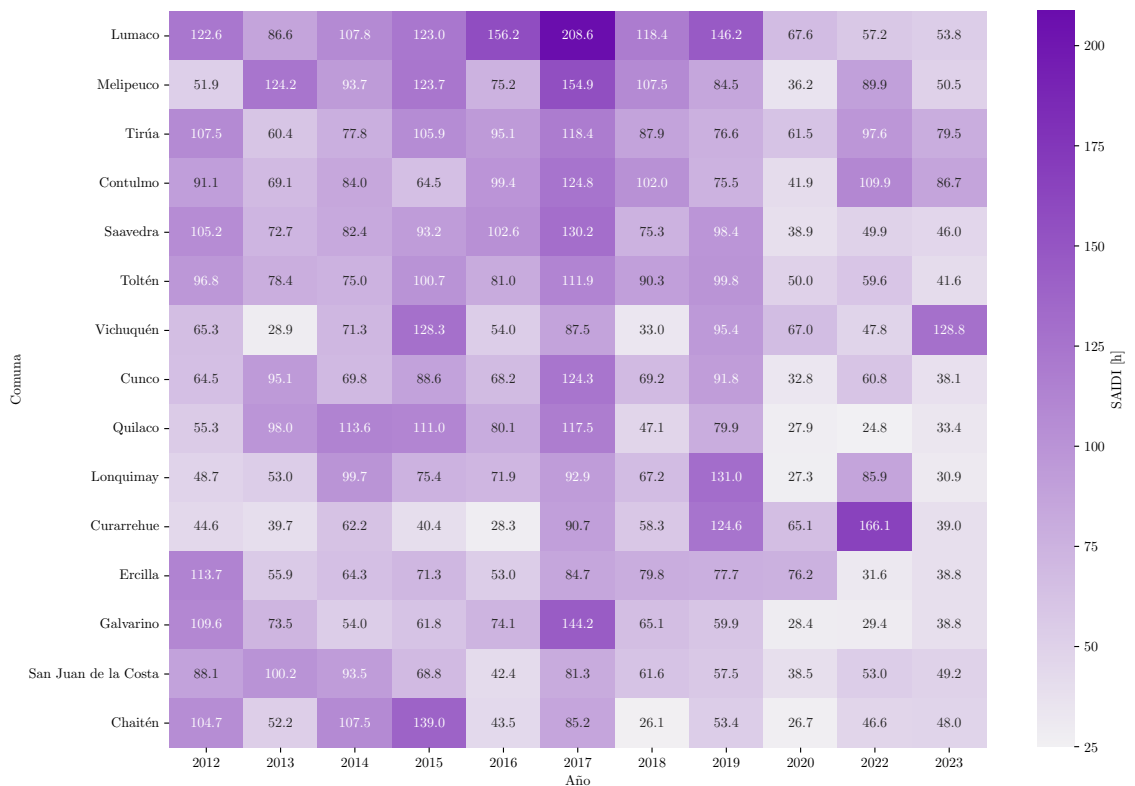


Figura 3.1: Mapa de calor con las 15 comunas con mayor *SAIDI* acumulado durante el año 2012 al 2023. Fuente: Elaboración propia.

Si bien un registro histórico es útil para verificar la evolución del indicador SAIDI en las comunas más críticas del país, resulta fundamental identificar y priorizar aquellas comunas que requieren atención inmediata, especialmente a partir de sus registros más recientes. Es por ello que la Figura 3.2 presenta las 10 comunas con mayor índice SAIDI registrado durante el año 2023. Complementariamente, la Tabla 3.1 detalla el desglose de las horas de interrupción según su causa, permitiendo una mejor comprensión del origen de las fallas.

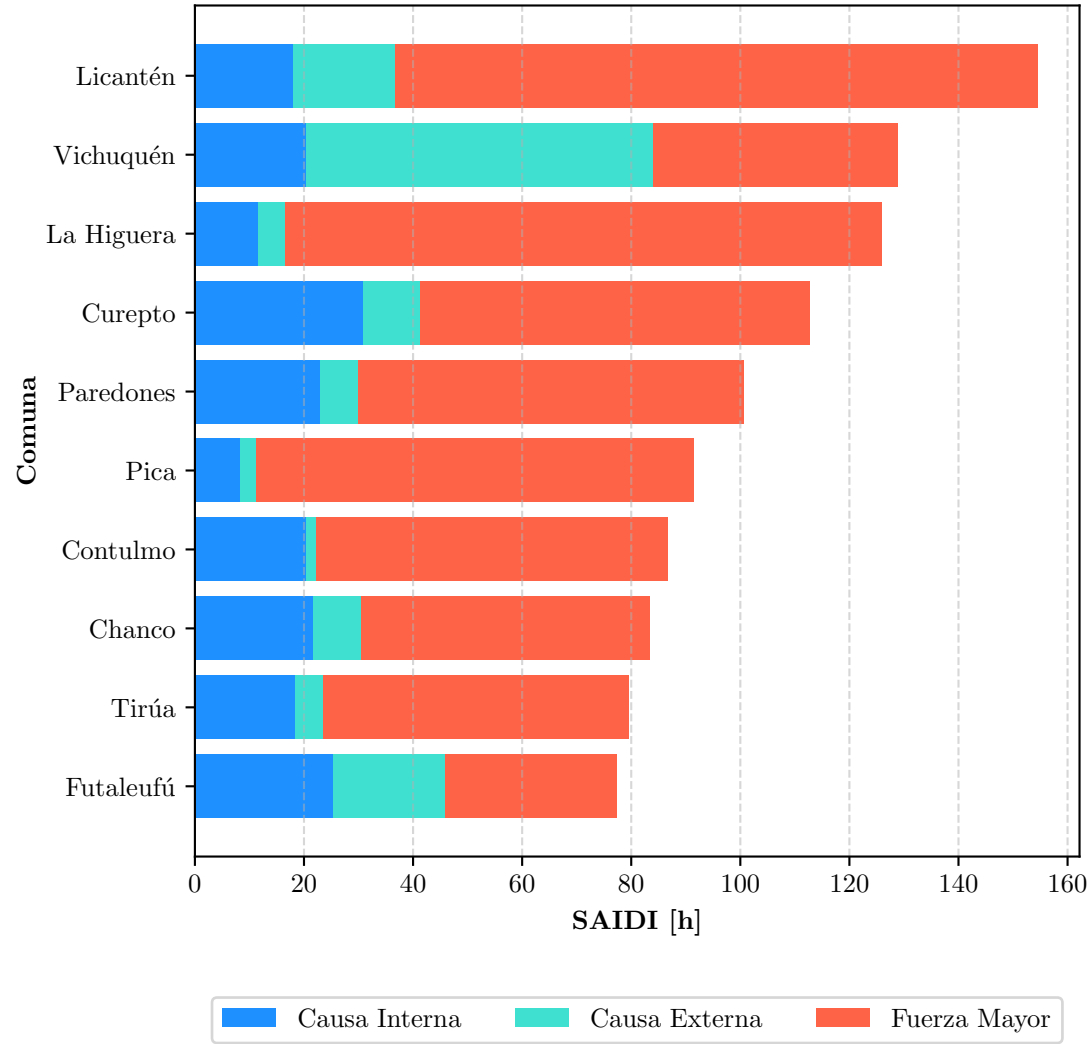


Figura 3.2: Top 10 Comunas con mayor SAIDI global registrado durante 2023. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.1: Desglose de SAIDI por causa en las 10 comunas con mayor SAIDI total durante el año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Comuna	Interno [h]	Externo [h]	Fuerza Mayor [h]	Total [h]
Licantén	17,97	18,74	117,76	154,47
Vichuquén	20,38	63,60	44,78	128,76
La Higuera	11,69	4,82	109,40	125,91
Curepto	30,93	10,40	71,50	112,83
Paredones	23,04	6,87	70,75	100,66
Pica	8,35	2,97	80,16	91,48
Contulmo	20,40	1,86	64,46	86,72
Chanco	21,65	8,80	52,81	83,26
Tirúa	18,34	5,08	56,10	79,52
Futaleufú	25,48	20,38	31,47	77,33

En el análisis de los datos, se destaca la comuna de Licantén, con el valor *SAIDI* más alto del año 2023, alcanzando 154,47 [h]. De este total, 117,76 [h] corresponden a causas de FM, lo que representa más del 76 % del total, seguido por interrupciones de origen E (18,74 [h]) e I (17,97 [h]). Este patrón evidencia la alta exposición de la comuna a eventos extraordinarios o climáticos.

Otras comunas como Vichuquén, La Higuera y Curepto también exhiben una alta contribución de causas de FM, aunque en Vichuquén destaca también el componente externo, con 63,60 [h], lo que representa aproximadamente el 49 % de su *SAIDI* total (128,76 [h]). Esta cifra sugiere posibles vulnerabilidades en la infraestructura eléctrica que dependen de factores fuera del control directo de la red local.

En tanto, comunas como Chanco y Tirúa presentan una distribución más equilibrada entre causas I, E y de FM, lo que podría indicar que la problemática en estas zonas es más estructural y diversa.

Finalmente, Futaleufú, aunque con un *SAIDI* total más bajo (77,33 [h]), presenta una proporción significativa de interrupciones I (25,48 [h]) y E (20,38 [h]), sumando cerca del 60 % de su total. Esto sugiere la necesidad de intervenciones orientadas a la mejora directa de la infraestructura y la gestión operativa.

Para complementar el análisis de comunas críticas correspondiente al año 2023, se realizó un estudio exhaustivo considerando todos los pares comuna-empresa, según se detalla en la Tabla A.1. En este análisis se evaluó el cumplimiento del límite normativo de *SAIDI* interno, establecido a partir del año 2025 conforme a los niveles de densidad de red definidos por la normativa vigente (véase Tabla 2.5).

El objetivo fue identificar no solo comunas que incumplen individualmente los límites, sino también determinar regiones con una mayor concentración de casos críticos. Para ello, se calculó un porcentaje de incumplimiento regional, definido como la razón entre el número de pares comuna-empresa que infringen el límite normativo y el total de comunas presentes en la región (véase Tabla A.2). Esta proporción permitió comparar el grado de cumplimiento normativo a nivel regional y reconocer aquellas zonas del país con mayor nivel de incumplimiento.

Los resultados obtenidos se presentan de manera visual en la Figura 3.3, la cual muestra un mapa con las regiones más afectadas según su porcentaje de pares incumplidoras. Este enfoque permite priorizar territorialmente aquellas áreas donde las condiciones del servicio eléctrico requieren con mayor urgencia una intervención regulatoria o técnica.

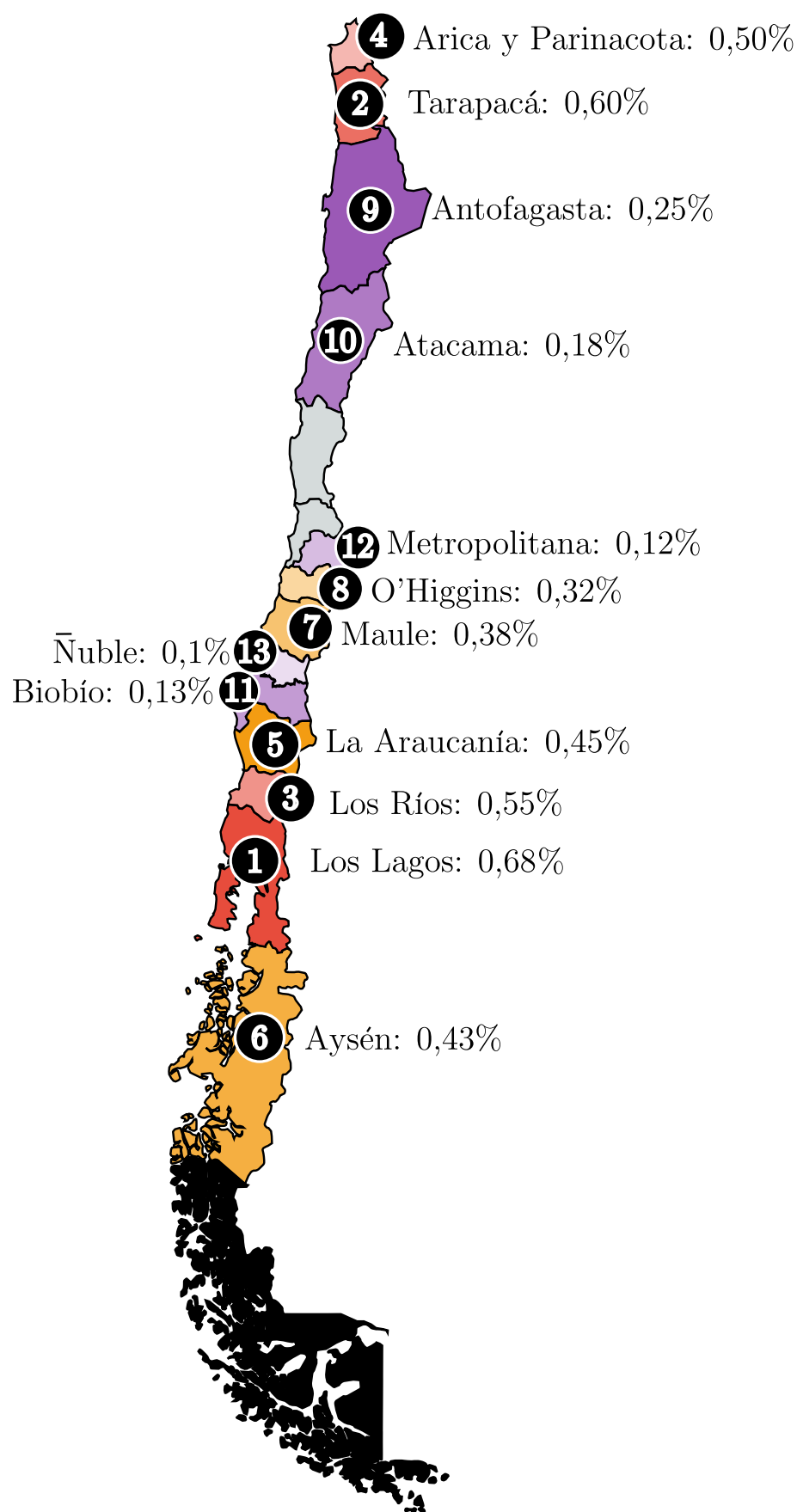


Figura 3.3: Regiones con mayor porcentaje de comunas incumplidoras de índice SAIDI en 2023. Fuente: Elaboración propia.

Destaca como la región más crítica es la de Los Lagos, con un 68,8 % de incumplimiento, es decir, 33 de sus 48 pares comuna-empresa no cumplen con el límite normativo. Este alto porcentaje puede atribuirse a factores estructurales como una alta proporción de comunas con densidad de red extremadamente baja y dificultades logísticas por su geografía fragmentada.

Le siguen las regiones de Tarapacá (60 %) y Los Ríos (55 %), donde más de la mitad de sus comunas presentan niveles de SAIDI internos superiores al umbral permitido. En ambas regiones, la cobertura eléctrica enfrenta también dificultades asociadas a la dispersión geográfica y baja densidad de usuarios por kilómetro de red.

La Región de La Araucanía, con 59 comunas distribuidas entre distintas empresas, presenta un 45,8 % de incumplimiento, lo que la posiciona como una de las regiones con mayor cantidad absoluta de comunas problemáticas (27), lo cual es relevante para la focalización de medidas correctivas.

En contraste, algunas regiones presentan un nivel de cumplimiento total, como Valparaíso, Coquimbo y Magallanes, donde ninguna comuna supera los límites establecidos.

Cabe destacar que la Región Metropolitana de Santiago, a pesar de su alta densidad poblacional, alcanza un bajo porcentaje de incumplimiento (12,3 %), lo que refuerza la hipótesis de que el nivel de densidad de red tiene una relación directa con la capacidad de cumplir con los estándares de continuidad del suministro eléctrico.

Complementariamente, a partir del análisis basado en la relación par comuna-empresa, es posible evaluar el desempeño de cada empresa distribuidora en relación con el cumplimiento del indicador *SAIDI* durante el año 2023. Este enfoque permite identificar cuáles distribuidoras presentan mayores niveles de cumplimiento y cuáles se encuentran más rezagadas en términos de continuidad del suministro eléctrico.

Los resultados se detallan en las Tablas [A.3](#) y [3.2](#), donde se presenta el número de concesiones cumplidoras e incumplidoras por empresa. De forma complementaria, la Figura [3.4](#) ofrece una representación visual de este desempeño, facilitando la comparación entre distintas compañías y resaltando aquellas que requieren mayor atención regulatoria o técnica.

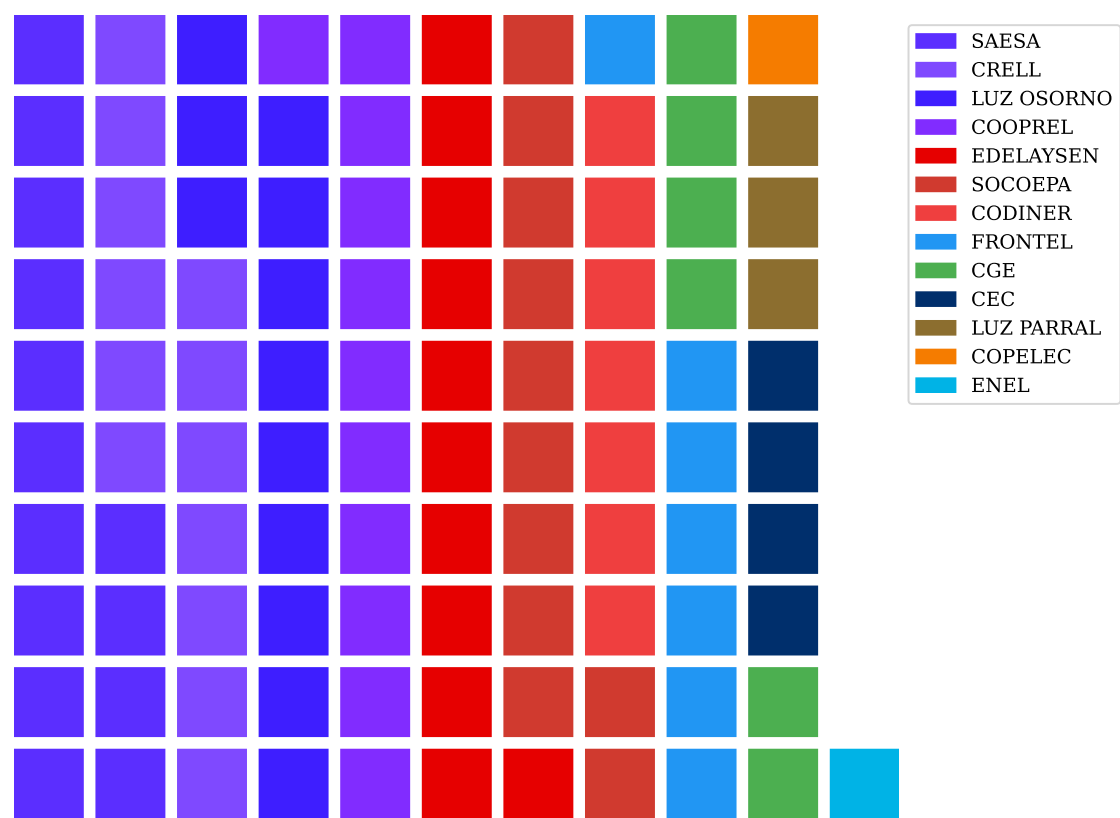


Figura 3.4: Gráfico de proporcion de empresas distribuidoras que incumplen limite normativo *SAIDI*. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.2: Detalle de empresas con concesiones de distribución eléctrica en comunas que cumplen el límite normativo para el indicador *SAIDI*. Fuente: Elaboración propia.

#	Empresa	Clasificación	Total comunas	Incumplidoras	% Inc. Empresa
1	SAESA	Mixta	11	8	
		Rural	30	20	
		Urbana	4	2	
		Total empresa	45	30	66.7 %
2	CRELL	Mixta	1	1	
		Rural	6	3	
		Urbana	1	1	
		Total empresa	8	5	62.5 %
3	LUZ OSORNO	Mixta	2	1	
		Rural	6	4	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	9	5	55.6 %
4	EDELAYSEN	Rural	9	4	
		Urbana	1	1	
		Total empresa	10	5	50.0 %
5	SOCOEPA	Mixta	1	1	
		Rural	5	2	
		Total empresa	6	3	50.0 %
6	COOPREL	Mixta	1	0	
		Rural	3	2	
		Total empresa	4	2	50.0 %
7	CODINER	Mixta	10	3	
		Rural	6	3	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	17	6	35.3 %
8	FRONTEL	Mixta	22	4	
		Rural	38	16	
		Urbana	5	0	
		Total empresa	65	20	30.8 %
9	CGE	Mixta	41	15	
		Rural	88	28	
		Urbana	39	7	
		Total empresa	168	50	29.8 %
10	CEC	Mixta	2	0	
		Rural	2	1	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	5	1	20.0 %
11	LUZ PARRAL	Mixta	3	0	
		Rural	4	1	
		Total empresa	7	1	14.3 %
12	COPELEC	Mixta	4	0	
		Rural	16	1	
		Urbana	2	0	
		Total empresa	22	1	4.5 %
13	ENEL	Rural	1	0	
		Urbana	32	1	
		Total empresa	33	1	3.0 %

De forma general, se evidencia que las empresas con mayor proporción de zonas rurales

o mixtas son las que presentan los mayores porcentajes de incumplimiento. Por ejemplo, SAESA, que opera mayoritariamente en zonas rurales (30 comunas) y mixtas (11 comunas), presenta un 66,7% de incumplimiento, posicionándose como la empresa con peor rendimiento relativo. Esta tendencia se repite en otras distribuidoras rurales o con fuerte presencia en zonas mixtas, como CRELL (62,5 %) y LUZ OSORNO (55,6 %).

Este comportamiento puede explicarse en parte por las características de las redes rurales, donde las largas distancias, baja densidad de clientes y dificultades de acceso incrementan la exposición a interrupciones del suministro y dificultan una respuesta rápida ante contingencias.

Por otro lado, empresas como ENEL, con una operación principalmente urbana (32 concesiones urbanas y solo una rural), presentan un desempeño aceptable, con solo un 3 % de incumplimiento. Algo similar ocurre con COPELEC, que con 22 concesiones (principalmente rurales y mixtas), muestra un bajo nivel de incumplimiento (4,5 %).

CGE, a pesar de ser una de las empresas con mayor número de concesiones (168 comunas en total), mantiene un nivel de incumplimiento moderado del 29,8 %, lo cual puede considerarse un desempeño aceptable dado el alto volumen de comunas atendidas y la diversidad geográfica de su operación.

Este análisis evidencia que el tipo de zona atendida influye significativamente en el cumplimiento del estándar *SAIDI*, siendo los entornos rurales y mixtos los más desafiantes (véase Figura 3.5). Sin embargo, también pone de relieve que algunas empresas logran mantener buenos niveles de desempeño a pesar de operar en estos entornos, lo cual sugiere la existencia de buenas prácticas operativas que podrían ser replicadas o exigidas mediante regulación en el resto del sector.

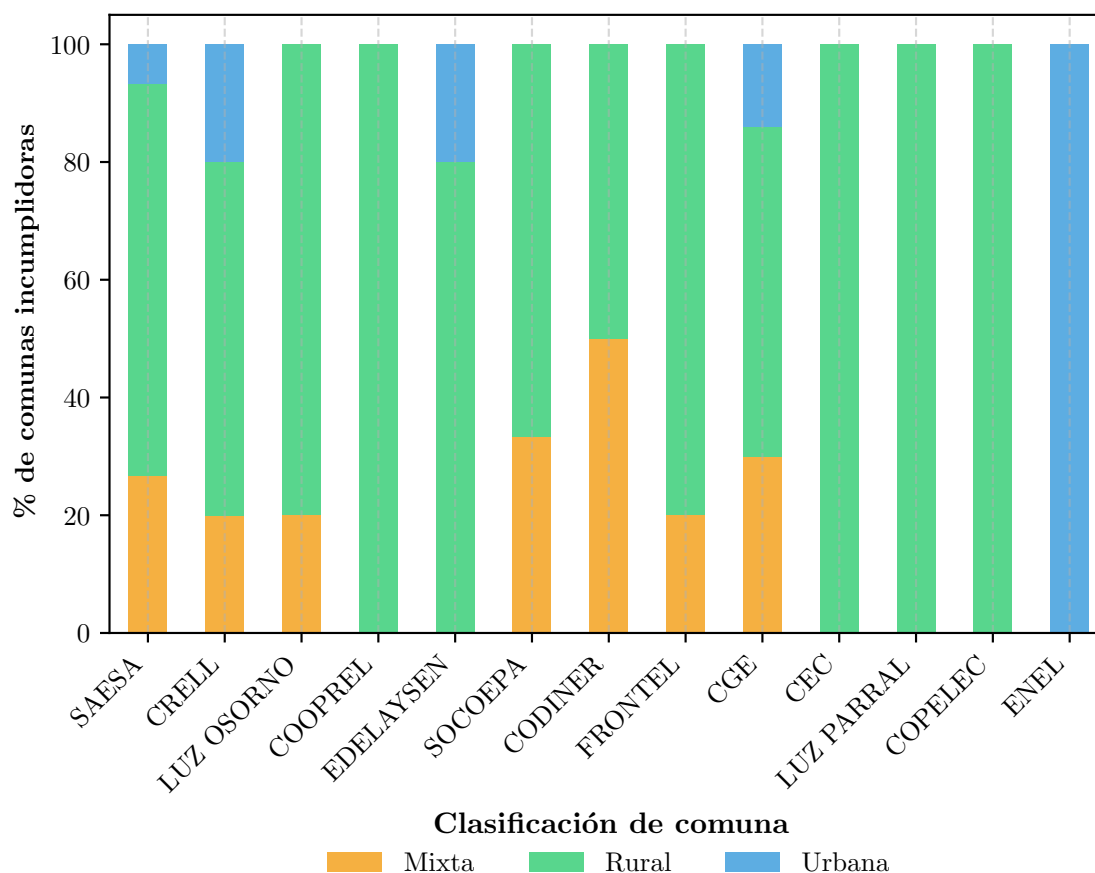


Figura 3.5: Desglose de incumplimiento de *SAIDI* por empresa y su relación con el tipo de urbanidad. Fuente: Elaboración propia.

Como complemento al análisis del desempeño de las empresas distribuidoras, es relevante examinar cómo se relaciona la densidad de red eléctrica con el tipo de urbanidad de las comunas, ya que esta combinación puede incidir directamente en los desafíos operacionales que enfrentan las concesionarias.

La Tabla 3.3 y la Figura 3.6 muestran la distribución de las comunas según su densidad de red y su clasificación territorial. Se puede observar una clara asociación entre las comunas urbanas y las zonas de alta o muy baja densidad, mientras que las comunas rurales se concentran mayoritariamente en las categorías de baja y extremadamente baja densidad.

Tabla 3.3: Distribución de comunas según densidad de red y clasificación territorial. Fuente: Elaboración propia.

Densidad de red	Mixta	Rural	Urbana
Alta	2	0	33
Media	30	19	14
Baja	64	160	13
Muy baja	7	5	36
Extremadamente baja	31	54	8

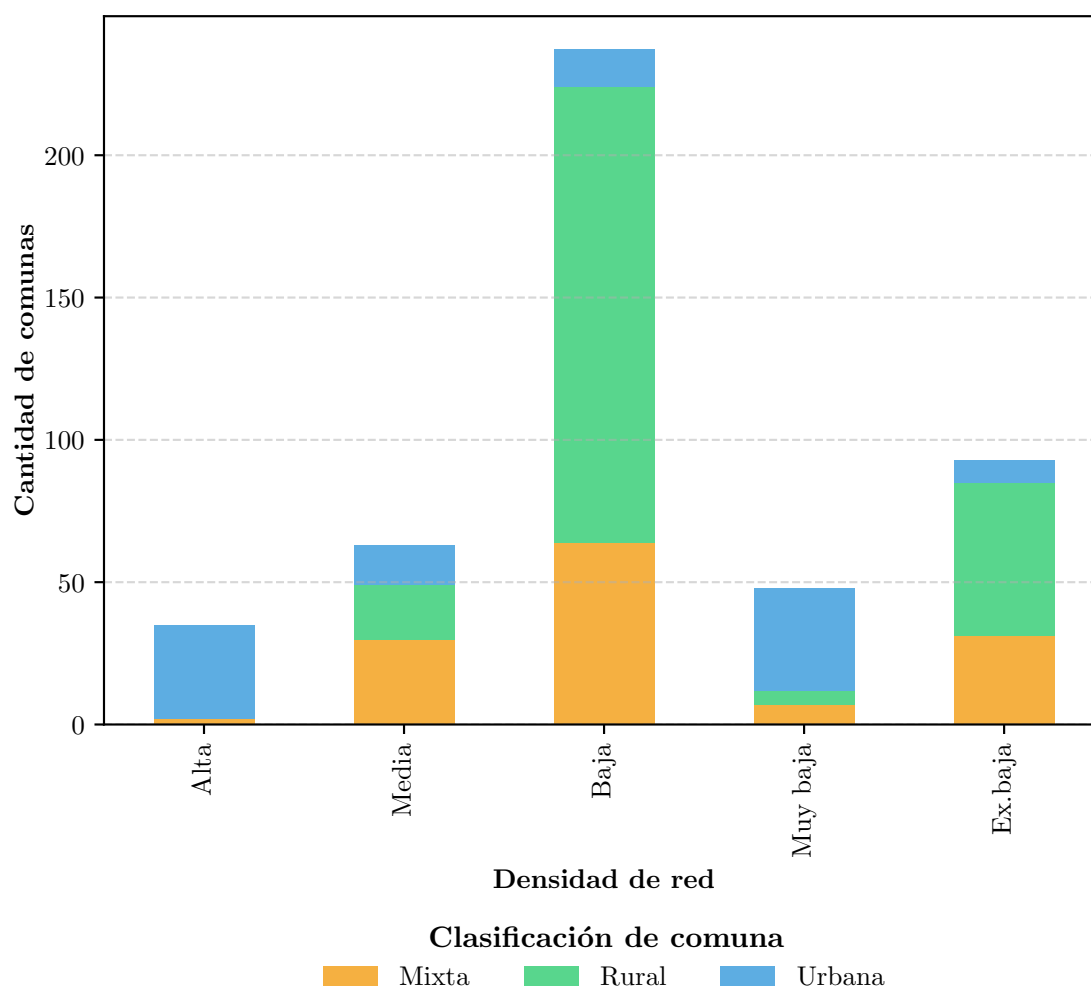


Figura 3.6: Distribución de comunas según densidad de red y clasificación territorial. Fuente: Elaboración propia.

El 94 % de las comunas con densidad de red alta son urbanas, lo que refuerza la idea de que estas zonas tienen una infraestructura más robusta y compacta. En contraste, el mayor número de comunas rurales se concentra en la categoría de densidad baja (160 comunas) y extremadamente baja (54 comunas), evidenciando que estas zonas tienen redes más extensas y dispersas, lo cual incrementa la vulnerabilidad ante fallas y dificulta las

labores de mantenimiento y reposición del suministro.

Asimismo, las comunas mixtas presentan una distribución más equilibrada, aunque predominan también en la categoría de densidad baja (64 comunas), lo que sugiere que enfrentan desafíos similares a los entornos rurales, pero con ciertas áreas de mayor concentración de clientes.

Este cruce entre densidad de red y clasificación territorial permite entender por qué algunas distribuidoras con alta participación en zonas rurales o mixtas —como SAESA, CRELL o LUZ OSORNO— presentan mayores niveles de incumplimiento. En cambio, empresas con mayor presencia en zonas urbanas y densidades de red más altas —como ENEL— logran mantener mejores indicadores de continuidad del suministro.

Por lo tanto, este análisis pone en evidencia que la densidad de red y el tipo de urbanidad deben ser considerados de forma conjunta al evaluar el desempeño de las distribuidoras, ya que ambos factores determinan en gran medida las condiciones estructurales en las que estas operan.

Para definir estrategias de mejora efectivas en el contexto regulatorio chileno, es fundamental centrarse en el *SAIDI* asociado a causas I, ya que este componente es el único que se encuentra sujeto a los estándares establecidos por la normativa vigente [3]. A diferencia de las E o de FM, el segmento de distribución eléctrica tiene responsabilidad directa sobre estas interrupciones, y por ende, es el ámbito donde se pueden aplicar acciones correctivas concretas.

La Figura 3.7 presenta de manera visual las 10 comunas con mayor SAIDI generado por causas internas en el año 2023. En complemento, la Tabla 3.4 presenta el detalle cuantitativo de las horas registradas por esta causa.

Encabeza el listado la comuna de Quemchi, con un SAIDI interno de 32,92 [h], seguida muy de cerca por Curepto (30,93 [h]), San Juan de la Costa (30,87 [h]) y Maullín (29,83 [h]). Estas cifras reflejan una situación crítica, donde las interrupciones atribuibles directamente a la gestión de la red de distribución superan ampliamente los valores aceptables para una operación eficiente.

Asimismo, comunas como Los Muermos (29,64 [h]), Saavedra (26,87 [h]), Santa Juana (26,65 [h]) y Melipeuco (25,93 [h]) también registran valores preocupantes, posicionándolas como prioritarias en una eventual planificación de inversiones orientadas a mejorar la calidad del suministro.

Finalmente, Futaleufú y Cochrane, con *SAIDI* internos de 25,48 y 25,36 [h] respectivamente, completan el grupo de comunas con mayor afectación por causas internas en 2023. La identificación de estos casos es clave para orientar soluciones específicas dentro del marco regulatorio, como modernización de infraestructura, reforzamiento de redes o implementación de esquemas de generación distribuida que permitan reducir la frecuencia y duración de estas interrupciones.

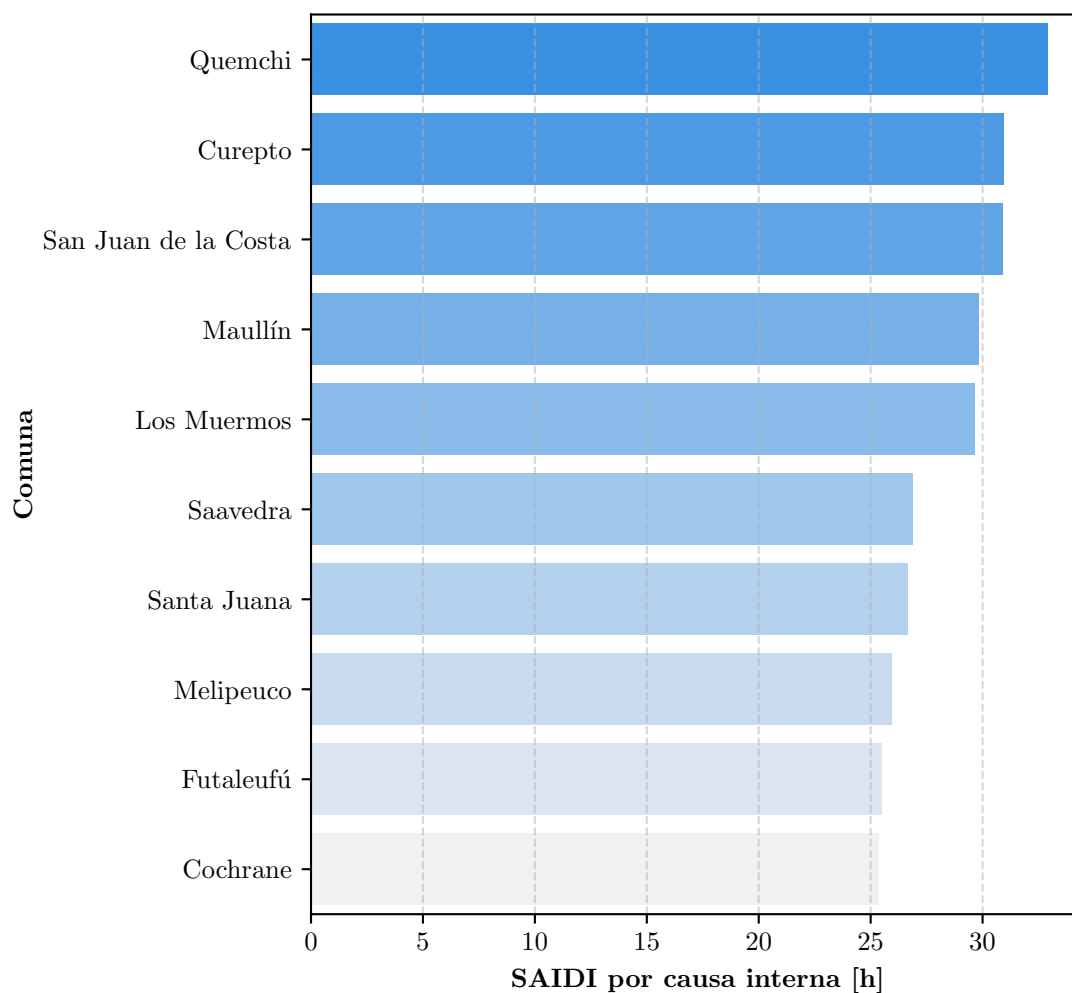


Figura 3.7: Top comunas con mayor *SAIDI* por causa interna en el año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.4: Comunas con mayor *SAIDI* por causa interna durante el año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Comuna	$SAIDI_{Interno}$ [h]	Empresa	Límite normativo [h]
Quemchi	32,92	SAESA	14
Curepto	30,93	CGE	14
San Juan de la Costa	30,87	LUZ OSORNO-SAESA	14
Maullín	29,83	CRELL-SAESA	14
Los Muermos	29,64	CRELL-SAESA	14
Saavedra	26,87	FRONTEL	14
Santa Juana	26,65	FRONTEL	14
Melipeuco	25,93	FRONTEL	14
Futaleufú	25,48	EDELAYSSEN	14
Cochrane	25,36	EDELAYSSEN	11

3.2.1. Quemchi

Considerando que Quemchi presenta el mayor nivel de incumplimiento del indicador *SAIDI* a nivel nacional para 2023, se decidió centrar el estudio de caso en esta comuna crítica.

Para contextualizar territorialmente, Quemchi se ubica en el noreste del archipiélago de Chiloé (véase Figura 3.8), abarcando tanto parte del territorio en la Isla Grande como un conjunto de islas distribuidas en distintos sectores. Estas incluyen el grupo de islas Chauques (Mehuque, Añihué, Tauculón, Voigue y Cheniao), las islas Butachauques (Aulín, San José, Nayahue y Metahue), la isla Caucahué (con los sectores de Queler, Quinterquén y Morro Lobos), y la isla Tac [27].

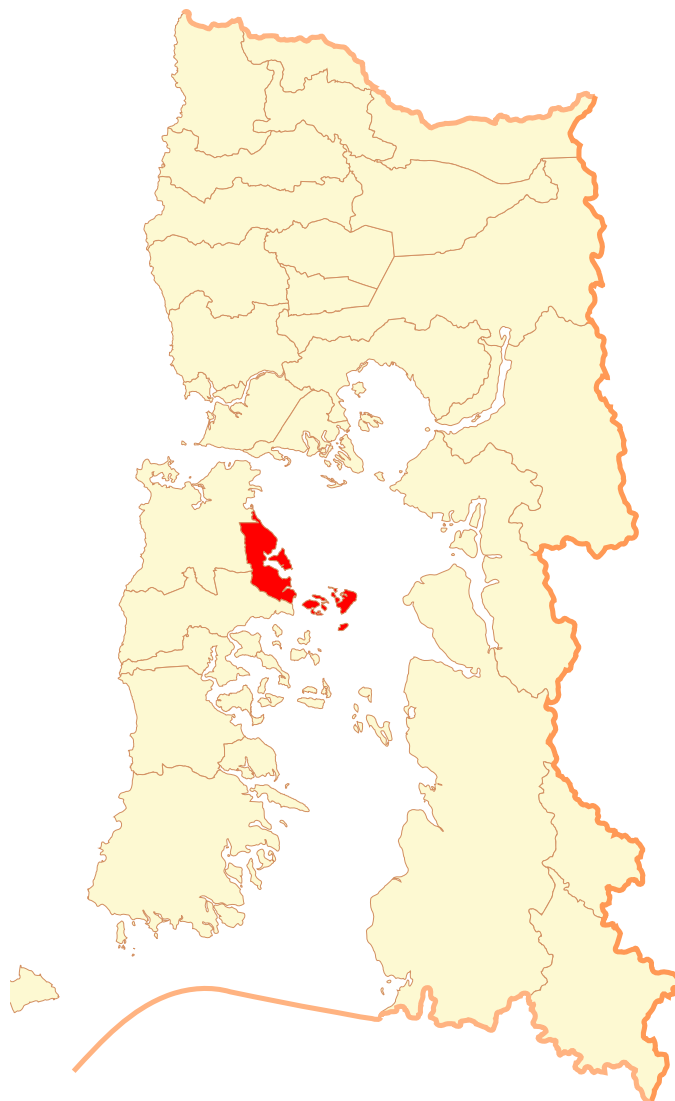


Figura 3.8: Mapa territorial de la comuna de Quemchi.

La comuna posee una extensión territorial de aproximadamente 440 [km²], y se localiza entre los 40°14' y 44°04' de latitud sur, y desde el meridiano 71°35' de longitud oeste, limitando al oeste con el Océano Pacífico [27].

Según datos oficiales, la población de Quemchi se distribuye mayoritariamente en sectores rurales, con un 69,9 % del total habitando fuera de áreas urbanas, mientras que solo un 30,1 % reside en zonas urbanas. Por esta razón, Quemchi se clasifica oficialmente como una comuna de carácter rural [27].

La empresa distribuidora SAESA, concesionaria del suministro eléctrico en la zona, proporcionó la información necesaria para el desarrollo del presente estudio. Con el objetivo de entregar un panorama general del sistema eléctrico local, y en particular de los alimentadores involucrados en la provisión de energía a la comuna de Quemchi, se presenta la Figura 3.9, que ilustra la configuración actual de la red de distribución en el territorio comunal.

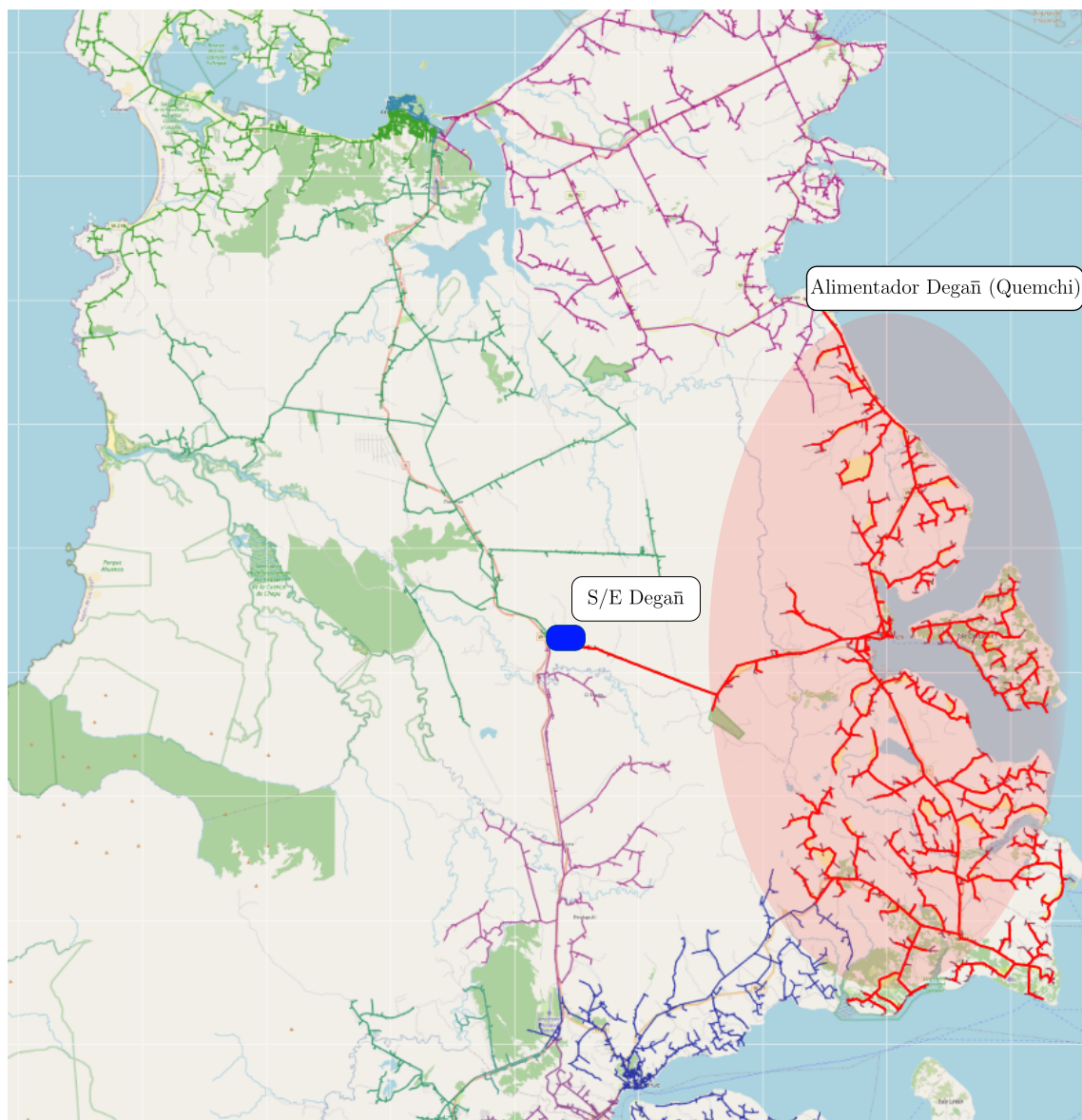


Figura 3.9: Alimentadores sector norte de Chiloé. Focalización en alimentador Degañ, que suministra la energía a Quemchi. Fuente: Elaboración propia a partir de [28].

3.2.1.a. SAIDI

La perspectiva histórica del indicador *SAIDI* para la comuna de Quemchi se presenta en la Figura 3.10, evidenciando un comportamiento irregular a lo largo del periodo analizado. A pesar de que en el año 2014 se observa una disminución significativa respecto a 2013, dicha mejora no logró consolidarse, ya que en 2015 el valor del *SAIDI* prácticamente se duplicó, impulsado en gran medida por interrupciones asociadas a causas internas. Entre los años 2017 y 2020 se aprecia una tendencia decreciente sostenida, lo cual resulta deseable desde la perspectiva de la calidad de suministro. Sin embargo, esta tendencia se interrumpe abruptamente en 2022, año en que el indicador presenta un alza considerable (sin contar con datos para 2021). Posteriormente, en 2023, el *SAIDI* continúa aumentando, posicionando a Quemchi como la comuna con el valor más elevado del país en dicho año, específicamente en lo referido a causas internas.

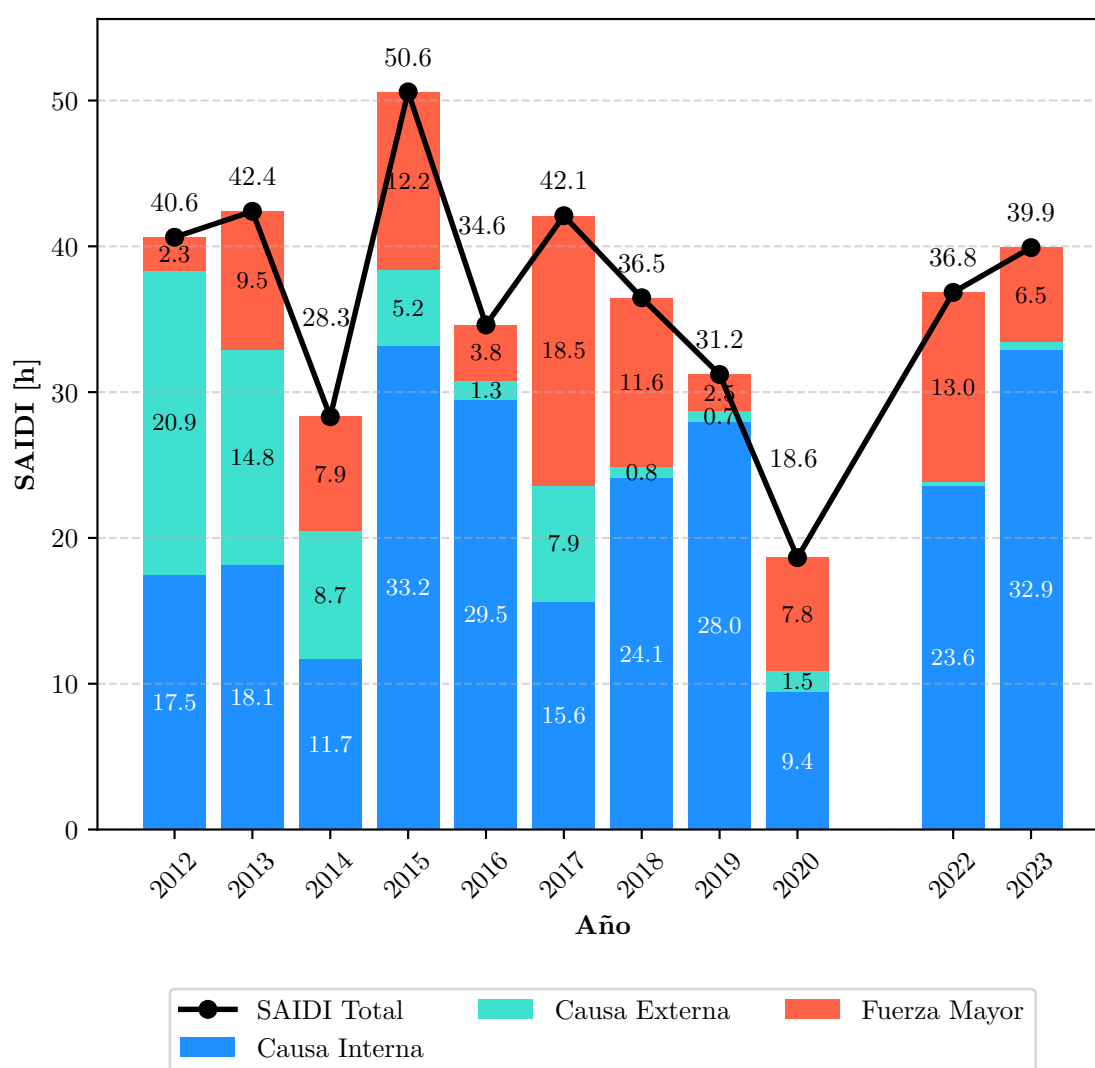


Figura 3.10: SAIDI general en Quemchi desde el año 2012 al 2023. Fuente: Elaboración propia.

A partir de los datos proporcionados por SAESA para el año 2024, es posible visualizar en la Figura 3.11 las interrupciones totales registradas durante dicho periodo, lo que permite realizar un análisis detallado del panorama actual del *SAIDI* en la comuna de Quemchi. Se observa una alta variabilidad mensual en los niveles del indicador, aunque persiste una constante predominancia de interrupciones asociadas a causas internas. El mes de abril presenta un comportamiento anómalo, con un *SAIDI* global de 21,31 [h], atribuible en menor medida a causas externas, siendo las interrupciones internas el principal factor de incidencia. Excluyendo dicho mes, las interrupciones globales mantienen una relativa estabilidad a lo largo del año, con un promedio mensual aproximado de 0,76 [h]. Asimismo, durante 2024 destaca la baja incidencia de interrupciones clasificadas como FM, tal como se muestra en la Tabla 3.5.

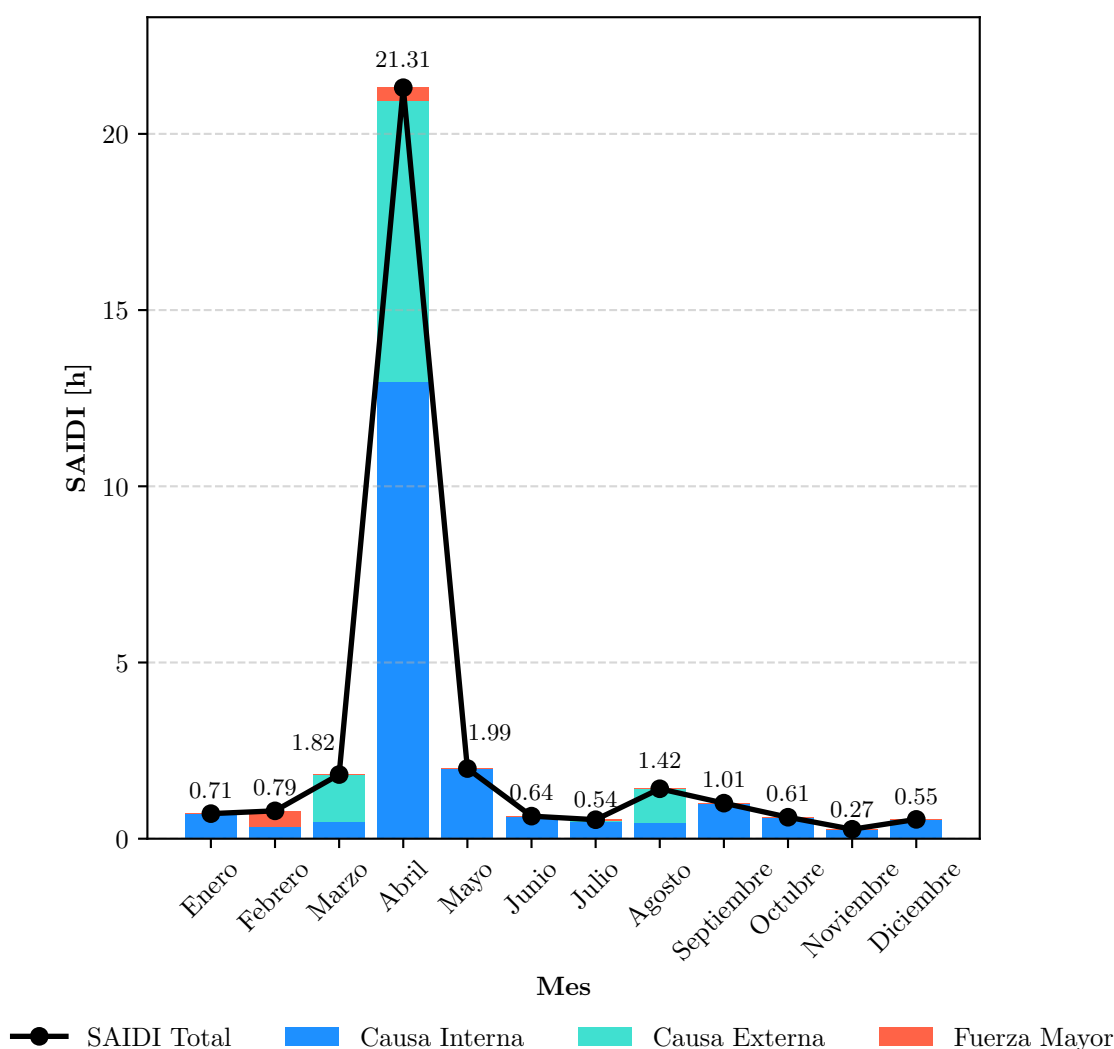


Figura 3.11: SAIDI mes a mes para el año 2024 en la comuna de Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Con el objetivo de contextualizar el desempeño de la comuna de Quemchi frente a la normativa vigente, se presenta la Figura 3.12, la cual muestra la evolución histórica del

indicador *SAIDI* por causas I entre los años 2012 y 2024 (excluyendo 2021, año para el cual no se dispone de información), junto con el límite normativo correspondiente a cada periodo (la Tabla 3.5 presenta la información con más detalle). Es importante destacar que, previo al año 2018, no existía una exigencia explícita sobre el cumplimiento del *SAIDI*, ya que la Ley General de Servicios Eléctricos [2] establecía indicadores de duración y frecuencia basados en la potencia interrumpida por alimentador, y no en función del número de clientes afectados, como lo hace actualmente el *SAIDI*. A partir de la implementación de esta nueva exigencia normativa, se observa que la comuna de Quemchi solo aprobó el límite en una ocasión (año 2020). En el resto de los años con exigencia clara del indicador, los valores registrados se mantienen por sobre el umbral normativo, en algunos casos con márgenes amplios. Esta diferencia se vuelve particularmente notoria en 2023, cuando, como se ha señalado anteriormente, Quemchi registró el mayor valor de *SAIDI* a nivel nacional.

Si bien el límite normativo fue reducido por parte de la CNE, aumentando así el nivel de exigencia, esto evidencia la necesidad de aumentar los esfuerzos por parte de la empresa distribuidora para garantizar el cumplimiento de la normativa vigente [3].

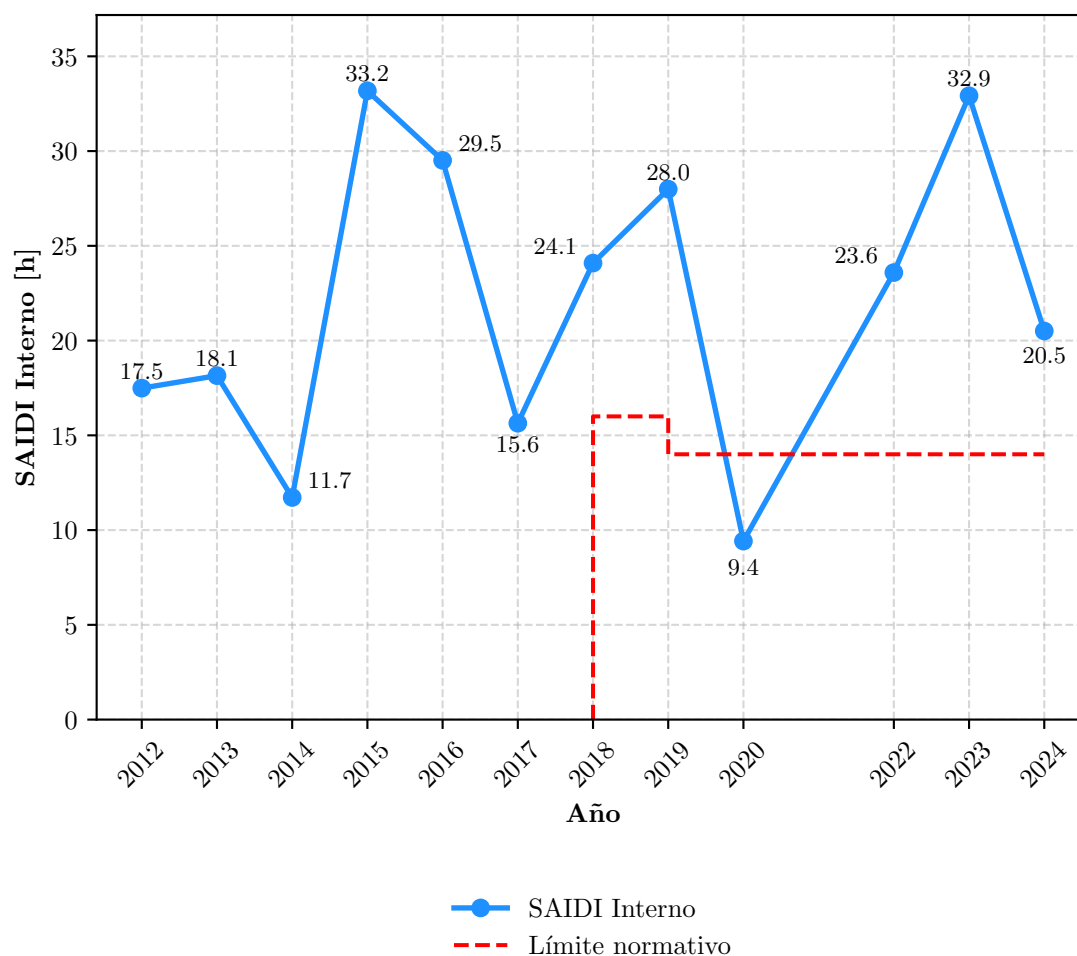


Figura 3.12: SAIDI por causa interna desde el año 2012 al 2024 en la comuna de Quemchi junto al límite normativo correspondiente. Fuente: Elaboración propia.

3.2.1.b. SAIFI

Gracias a la información proporcionada por la empresa distribuidora SAESA, fue posible realizar un análisis detallado del comportamiento del indicador *SAIFI* en la comuna de Quemchi. A pesar de que este indicador no cuenta con una base de datos pública ni con registros a nivel nacional, su revisión resulta fundamental, ya que posee un límite normativo claramente definido que debe ser respetado por las distribuidoras.

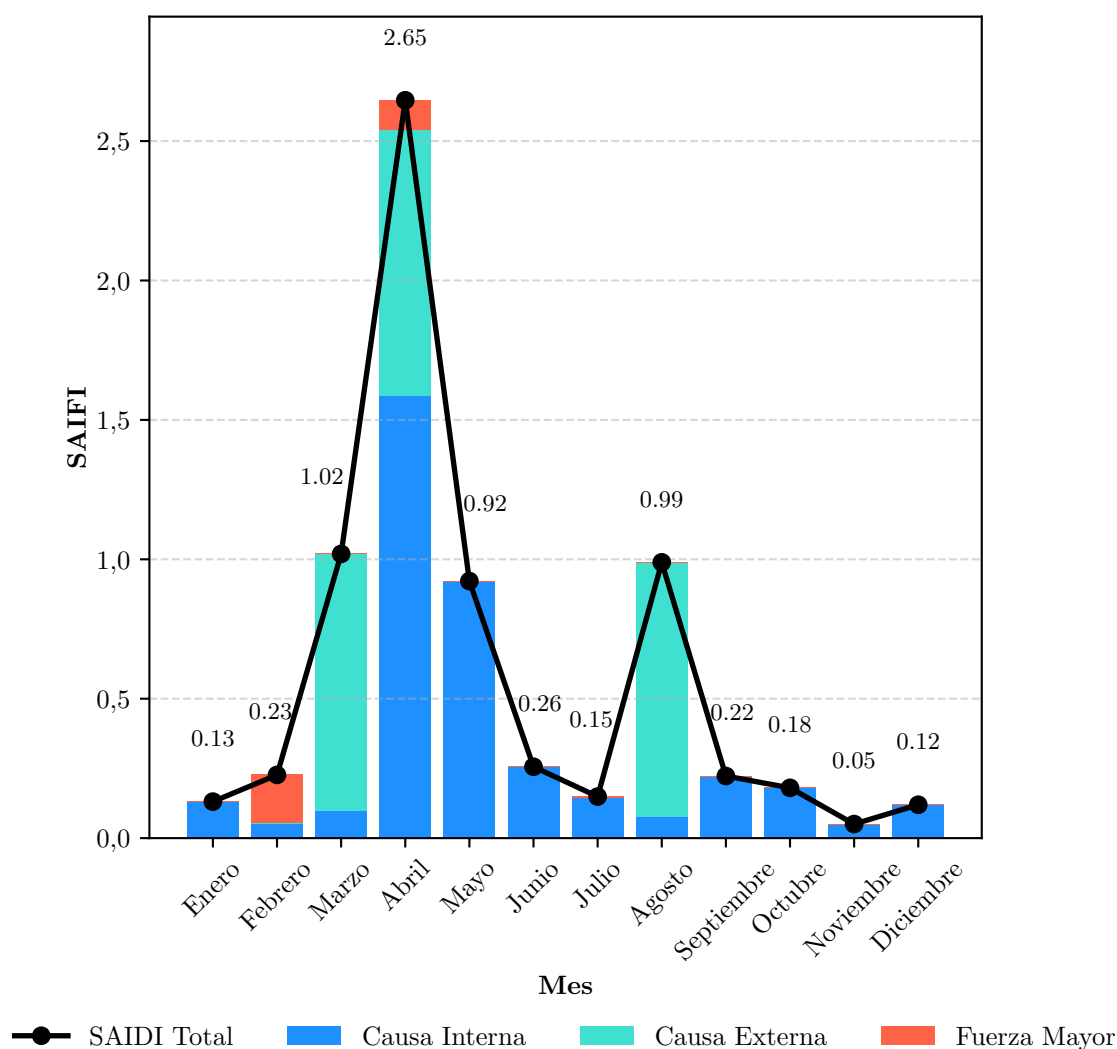


Figura 3.13: SAIFI mes a mes para el año 2024 en la comuna de Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Durante el año 2024, Quemchi registró un *SAIFI* global de 6,9, mientras que, al considerar únicamente las interrupciones asociadas a causas internas, el valor se reduce a 3,84. Este resultado se encuentra dentro del límite normativo establecido para el año 2025, el cual corresponde a 8 interrupciones promedio por cliente (véase Tabla 3.5). El detalle mensual del comportamiento del *SAIFI* durante 2024 se presenta en la Figura 3.13. Al igual que lo observado en el análisis del *SAIDI*, el mes de abril muestra una anomalía significativa en el valor del indicador, atribuida principalmente a interrupciones de origen

I y E, y en menor medida, a causas FM. Asimismo, durante los meses de marzo y agosto se evidencian alzas puntuales en el *SAIFI*, aunque estas se deben exclusivamente a causas E. Por otra parte, las interrupciones I se mantienen relativamente estables entre los meses de febrero y junio. No obstante, abril y mayo destacan por presentar incrementos atípicos respecto del resto del año. Si se excluyeran estos dos meses anómalos, la media mensual del *SAIFI* para causas internas presentaría un valor cercano a 0,14, evidenciando un desempeño considerablemente más favorable.

Tabla 3.5: Evolución anual de indicadores por causa. SAIDI (2012–2024) y SAIFI (2024).

Año	Causa E	Causa FM	Causa I	Total	Límite	Límite desde 2026	Indicador
2012	20.85	2.28	17.49	40.62	-	-	-
2013	14.75	9.50	18.15	42.40	-	-	-
2014	8.74	7.85	11.72	28.31	-	-	-
2015	5.22	12.19	33.18	50.59	-	-	-
2016	1.31	3.79	29.51	34.61	-	-	-
2017	7.95	18.51	15.64	42.10	-	-	-
2018	0.81	11.57	24.09	36.47	16	14	SAIDI
2019	0.69	2.53	27.99	31.21	16	14	SAIDI
2020	1.47	7.76	9.42	18.65	14	14	SAIDI
2022	0.26	12.99	23.59	36.84	14	14	SAIDI
2023	0.53	6.46	32.92	39.91	14	14	SAIDI
2024	10.26	0.88	20.50	31.64	14	14	SAIDI
2024	2.78	0.28	3.84	6.90	8	7	SAIFI

3.2.1.c. Causas de Interrupciones

Para comprender en mayor profundidad el comportamiento de la comuna de Quemchi respecto de sus indicadores globales de calidad de suministro, resulta fundamental analizar las causas que originaron las interrupciones. La Figura 3.14 presenta la distribución de las interrupciones durante el año 2024 según su causa, utilizando códigos alfanuméricos que permiten abreviar las descripciones correspondientes (véase Tabla 3.6).

Del total de eventos registrados, el mayor porcentaje corresponde a causas de origen no determinado, con un 31,6 %, lo que evidencia la necesidad de mejorar los procesos de diagnóstico post-falla por parte de la empresa distribuidora. Le siguen las interrupciones provocadas por caídas de árboles (14,7 %) y por impacto de ganchos, ramas u otro tipo de vegetación (11,7 %), lo cual sugiere la conveniencia de implementar un plan sistemático de despeje de la franja de servidumbre, así como considerar estrategias de modernización de infraestructura, como el soterramiento parcial de la red. Asimismo, un 10,8 % de las interrupciones está asociado a defectos de material, lo que pone en evidencia la necesidad de reforzar los programas de mantenimiento predictivo y gestión de activos. En esta misma línea, la falta de mantenimiento aparece como causa directa en un 6,9 % de los casos.

Las desconexiones programadas, si bien forman parte de las labores operativas necesarias para el funcionamiento y mejora de la red, representan un 7,8 % de las interrupciones, por lo que se sugiere optimizar su planificación para minimizar su impacto. Por otra parte, existen causas vinculadas a factores externos no controlables, como descargas atmosféricas (3,5 %) y cortocircuitos ocasionados por eventos naturales catastróficos (6,1 %), cuya mitigación requiere estrategias de resiliencia ante eventos climáticos extremos. La acción de

animales (3,9 %) se relaciona estrechamente con las características rurales de la zona, aunque su impacto podría reducirse mediante el fortalecimiento estructural de componentes expuestos. Finalmente, la sobrecarga, con un 3 % de incidencia, corresponde a una condición estrictamente eléctrica, cuya ocurrencia puede disminuirse mediante una adecuada planificación y dimensionamiento de la red de distribución.

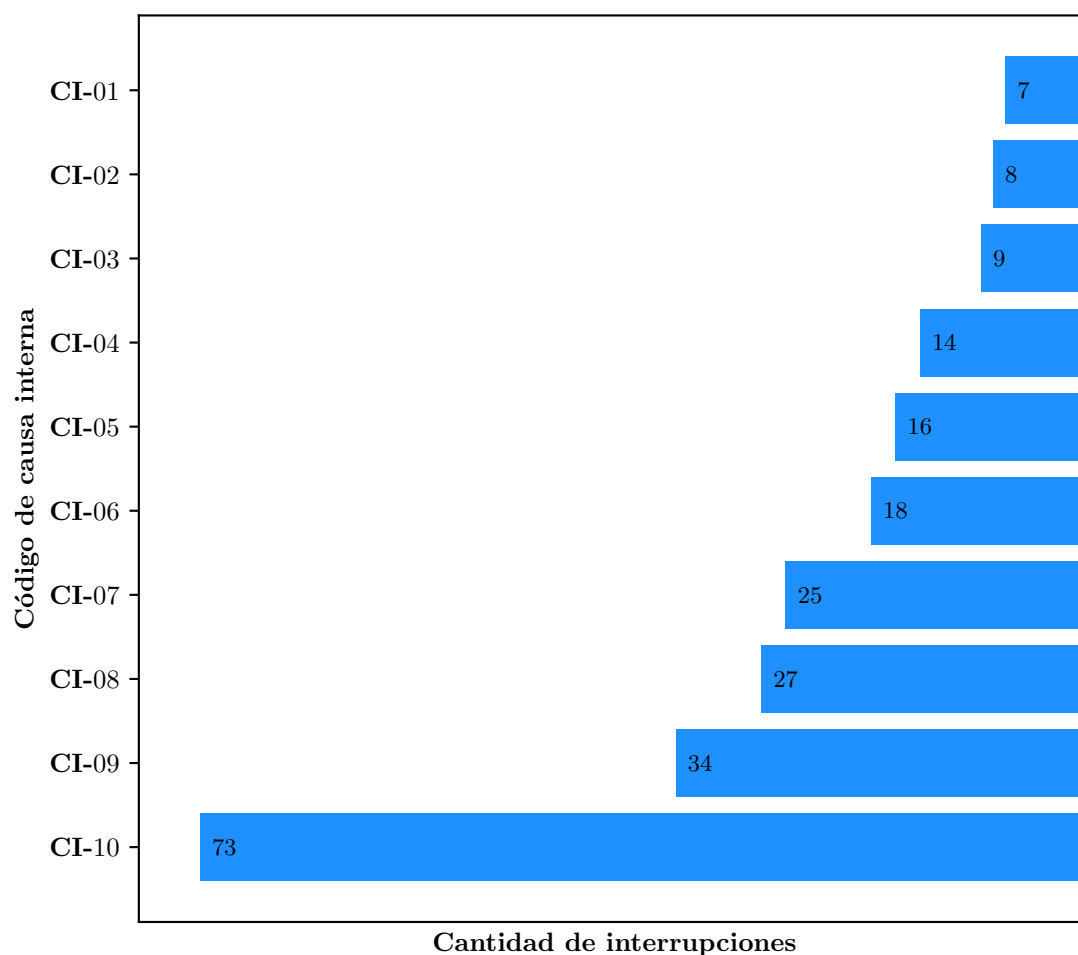


Figura 3.14: Detalle de causas por interrupciones I en Quemchi para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.6: Códigos alfanuméricos, descripciones y porcentaje de causas internas más frecuentes en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Código	CAUSA_ID	Cantidad	Porcentaje [%]	Descripción
CI-01	26	7	3,0	Sobrecarga
CI-02	13	8	3,5	Descarga atmosférica
CI-03	11	9	3,9	Acción de animales
CI-04	2	14	6,1	Cortocircuito por evento catastrófico natural
CI-05	29	16	6,9	Falta de mantenimiento o mantenimiento mal ejecutado
CI-06	23	18	7,8	Desconexión programada
CI-07	30	25	10,8	Defecto de material o equipo
CI-08	5	27	11,7	Impacto de ganchos, ramas u otro tipo de vegetación
CI-09	4	34	14,7	Caída de árbol
CI-10	31	73	31,6	Origen no determinado

3.3. Conclusiones del Capítulo

El presente capítulo ha permitido identificar y caracterizar en profundidad las comunas más críticas del país en términos de continuidad del suministro eléctrico, utilizando como base el indicador *SAIDI*, único parámetro con información pública y sistematizada a nivel nacional. A partir de un análisis histórico y territorial, se evidenció que diversas zonas del país —particularmente aquellas con baja densidad de red y características predominantemente rurales— presentan serias dificultades para cumplir con los estándares normativos establecidos, destacando el caso de Quemchi como el más representativo.

El estudio de esta comuna permitió no solo ilustrar las principales causas técnicas y estructurales que explican sus altos niveles de interrupciones, sino también visibilizar las oportunidades de mejora dentro del sistema de distribución. A través del desglose mensual de indicadores, análisis por tipo de causa y comparación con límites normativos, se concluye que las causas internas siguen siendo el componente más determinante para el incumplimiento del *SAIDI* y del *SAIFI*, siendo además el único factor directamente atribuible a la gestión de la empresa distribuidora.

Por otro lado, el análisis por empresa y región confirmó que los mayores niveles de incumplimiento se concentran en distribuidoras con presencia predominante en comunas rurales o mixtas, lo cual refuerza la necesidad de una mirada diferenciada en la regulación, que considere las particularidades territoriales y estructurales del sistema, extendiendo el marco de delimitación de áreas típicas de distribución. Factores como la densidad de red, la dispersión geográfica y la resiliencia frente a eventos climáticos deben incorporarse como variables fundamentales en la planificación de mejoras, asignación de recursos e implementación de nuevas estrategias.

Capítulo 4

Dimensionamiento de Generación Distribuida

El presente capítulo tiene por objetivo desarrollar el dimensionamiento técnico de un sistema de GD destinado a mejorar los niveles de continuidad del suministro eléctrico en la comuna de Quemchi. En particular, se busca proponer soluciones que permitan cumplir con el *SAIDI*, el cual actualmente supera el umbral permitido por la normativa vigente.

Para ello, se realiza un análisis detallado de los registros de interrupciones ocurridas durante el año 2024, considerando variables como la duración de los eventos, la energía ENS, la cantidad de clientes afectados y la potencia desconectada. A partir de estos datos, se plantean distintas metodologías de selección y priorización de eventos, con el propósito de definir el tiempo de operación requerido y la capacidad mínima en potencia que debería tener el equipo de generación para actuar como respaldo efectivo.

Adicionalmente, se incorpora una evaluación estadística basada en la distribución de frecuencias de duración de los eventos, lo que permite identificar patrones de falla recurrentes y establecer criterios de diseño más robustos. Complementariamente, se realiza un análisis geográfico a partir de la localización estimada de las fallas, lo que posibilita proponer zonas críticas dentro de la comuna donde se recomienda implementar estas soluciones de generación distribuida.

4.1. Análisis Histórico del Consumo Eléctrico

Con los datos facilitados por la empresa distribuidora SAESA, específicamente a partir de los registros del alimentador Degañ —encargado de suministrar energía eléctrica a la comuna de Quemchi—, es posible obtener una perspectiva detallada de distintas variables eléctricas presentes en la zona. Considerando que el objetivo principal del presente estudio es dimensionar equipos de generación que permitan mejorar los indicadores de continuidad del suministro, el análisis se enfocará en la variable más relevante para este propósito: la potencia activa consumida en la comuna.

Como punto de partida, la Figura 4.1 presenta un gráfico de dispersión que reúne todos los registros de potencia activa media medidos por el equipo instalado en el alimentador Degañ durante el año 2024. Estas mediciones cuentan con una resolución temporal de 15

minutos, lo que proporciona un amplio registro en la observación del comportamiento de la demanda.

Si bien a primera vista el gráfico muestra un patrón periódico en el consumo eléctrico de la comuna, también permite identificar eventos relevantes. Por ejemplo, se observan registros con potencia igual a cero, lo que evidencia momentos de interrupción total del suministro en la comuna. Asimismo, se destacan valores máximos que superan los 6 [MW], representando los puntos de mayor exigencia energética registrados durante el período analizado.



Figura 4.1: Potencia activa media en Quemchi registrada para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

El patrón observado entre abril y septiembre (véase Figura 4.2) corresponde a la aplicación del recargo por horas punta (18:00–22:00 horas), establecido en el Decreto N°3 del Ministerio de Energía [29]. La respuesta de ciertos consumidores industriales a esta señal de precio genera una reducción abrupta en la demanda durante dicho horario. Como resultado, se pierde la variabilidad natural del ciclo diario, dando lugar a una nube de puntos en la visualización anual, en contraste con la estructura ondulada observable en el resto del año (véase Figura 4.3). Este fenómeno se confirma al comparar los promedios horarios

por período y al deslumbrar distintos comportamientos en análisis posteriores.

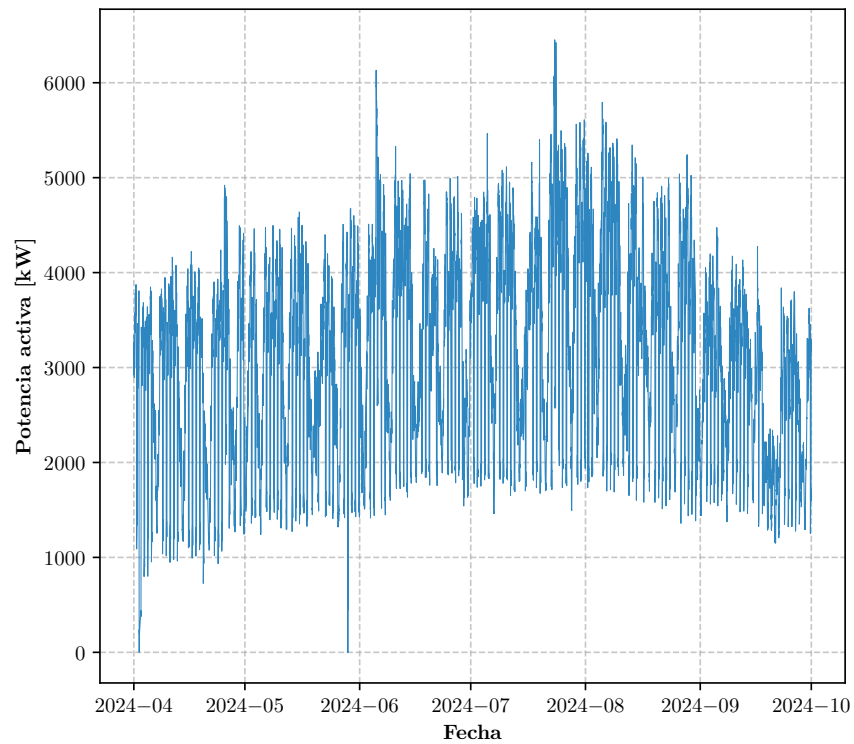


Figura 4.2: Potencia activa media en Quemchi entre Abril y Septiembre.

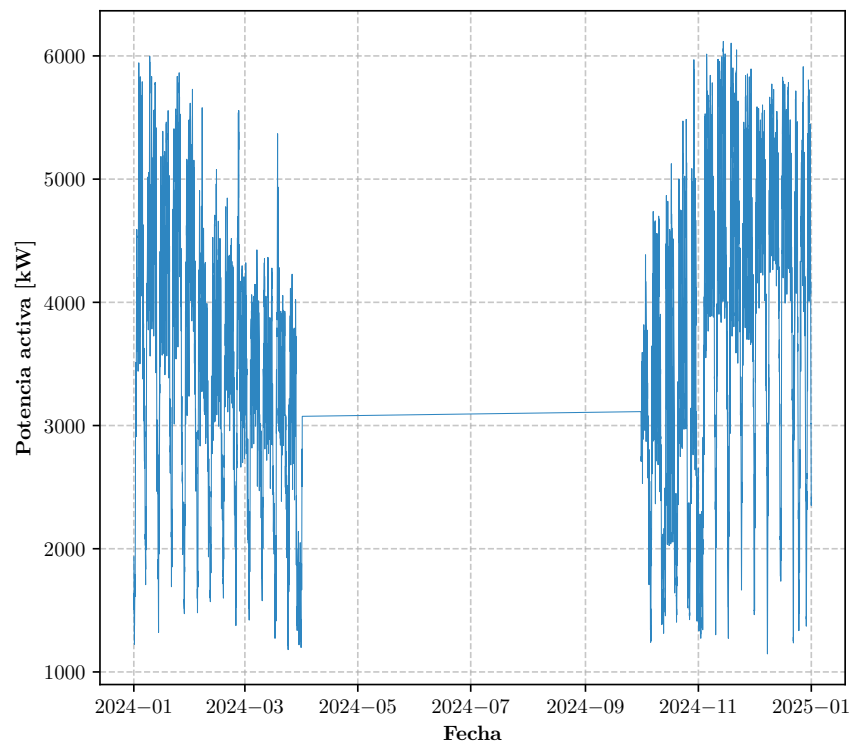


Figura 4.3: Potencia activa media en Quemchi en los meses de Enero, Febrero, Marzo, Octubre, Noviembre y Diciembre.

Para caracterizar de forma global el comportamiento del consumo eléctrico en la comuna de Quemchi, se ha calculado el promedio horario de la potencia activa registrada durante todo el año 2024. El resultado de este análisis se muestra en la Figura 4.4, la cual representa lo que se denomina comúnmente como un *día típico*. Esta figura se construye promediando los valores de potencia activa para cada una de las 24 horas del día, considerando la totalidad de los registros disponibles durante el año.

El perfil resultante refleja el comportamiento característico de una demanda mixta residencial-industrial. Durante las horas de la madrugada (00:00–05:00), se observa una disminución progresiva del consumo, lo cual se asocia al ciclo natural de descanso de la población y a una menor actividad en los procesos industriales. A partir de las 05:00 horas, el consumo comienza a incrementarse gradualmente, coincidiendo con el inicio de la jornada laboral y el encendido de equipos asociados a la actividad productiva. Este crecimiento alcanza su punto máximo a las 12:00 horas, tras lo cual se registra una disminución.

Un fenómeno particular se evidencia a las 18:00 horas, donde se observa el punto de menor demanda eléctrica del día, con un valor aproximado de 2,6 [MW]. Esta situación es relevante, ya que contrasta con el comportamiento esperado para un sistema residencial típico. Según información entregada por SAESA, este comportamiento responde a la influencia de tres empresas salmoneras de alto consumo ubicadas en la comuna. Estas industrias podrían aplicar estrategias de recorte de demanda durante el período de horas punta, el cual está definido en el *Decreto N°3: Fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad* [29], que establece el rango horario de punta entre las 18:00 y las 22:00 horas, desde el 1 de abril al 30 de septiembre de cada año.

Durante este período, los usuarios con tarifas sujetas a cargo por hora punta experimentan un incremento significativo en el costo de la energía consumida, lo que incentiva la adopción de estrategias de autogeneración o desconexión temporal de cargas para evitar dicho cargo. Este fenómeno explica la caída abrupta observada en la curva a las 18:00 horas. Posteriormente, la demanda vuelve a incrementarse de manera progresiva, asociada al regreso de los consumidores residenciales a sus hogares y al uso de artefactos eléctricos en el horario post-laboral. Se destaca el aumento abrupto ocurrido desde las 22:00 a las 23:00 horas, que coincide con el término de las horas puntas.

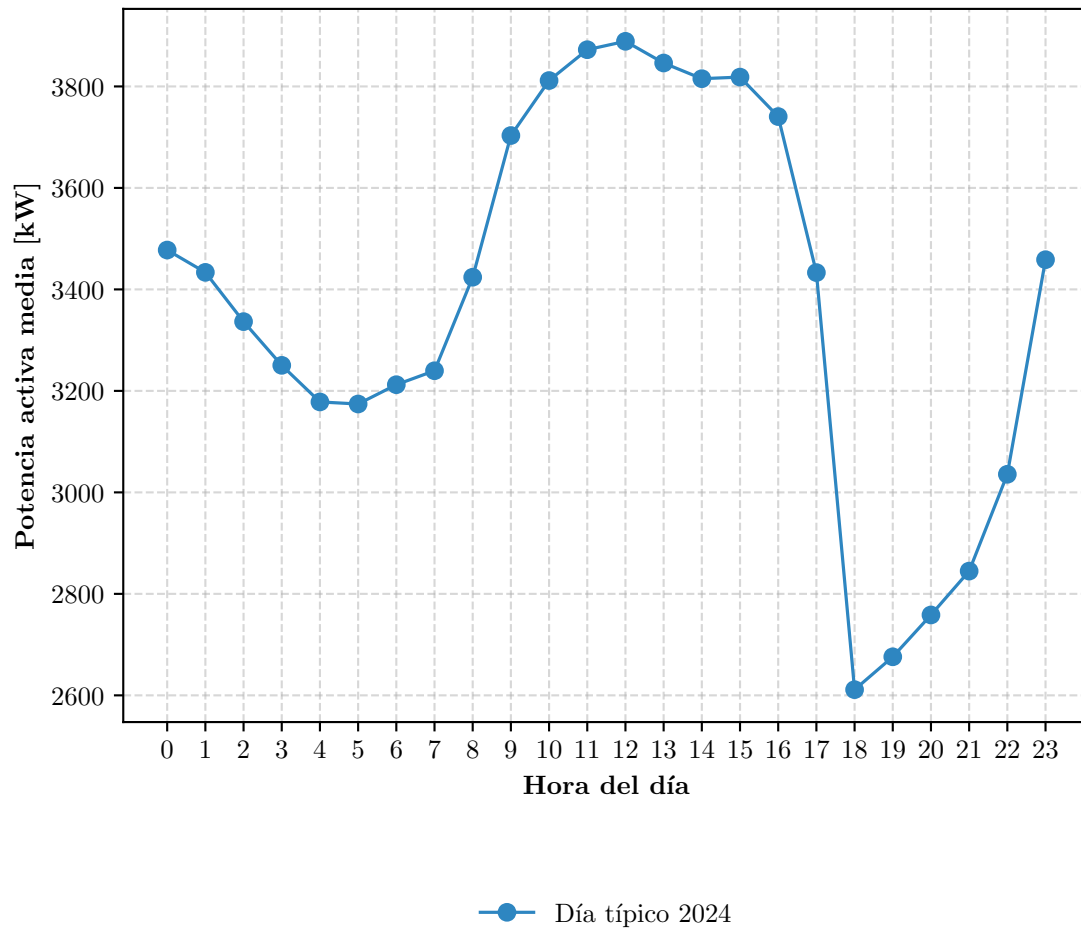


Figura 4.4: Día típico en relación a la potencia activa promedio consumida en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Una vez establecido el comportamiento eléctrico correspondiente a un *día típico* en la comuna de Quemchi, resulta importante contrastarlo con los días extremos de consumo —es decir, el día de mayor y menor demanda eléctrica registrada durante el año 2024—. La Figura 4.5 presenta esta comparación, la cual permite evidenciar con mayor claridad las diferencias estructurales en el perfil de carga según el tipo de jornada.

El día de mayor consumo se registró el martes 17 de diciembre, lo cual coincide con una jornada laboral, que, según el análisis semanal (véase Figura 4.6 y Tabla 4.1), corresponde al día con mayor promedio de demanda en la comuna. Este patrón sugiere una fuerte influencia de la actividad industrial, particularmente de las empresas salmoneras, que concentran un alto porcentaje del consumo energético local. Durante esta jornada, el comportamiento de la potencia activa difiere del observado en el día típico, ya que entre las 00:00 y las 08:00 horas se mantiene una banda de consumo aproximadamente constante, en torno a los 4,7–5,5 [MW], sin presentar la disminución pronunciada que habitualmente ocurre en la madrugada. A partir de las 08:00 horas se observa un ascenso en la demanda, coherente con el inicio de las actividades laborales, y tras las 18:00 horas se evidencia una disminución paulatina asociada al término de la jornada laboral, seguido por el incremento nocturno típico del consumo residencial. Una diferencia relevante respecto al día típico radica en el rango de valores de potencia, ya que en este día el consumo se mantiene

consistentemente por sobre los 4 [MW], mientras que en el día típico la demanda oscila entre 2,5 y 4 [MW].

En contraste, el día de menor consumo ocurrió un sábado, lo cual es coherente con la tendencia observada en el análisis semanal, donde los fines de semana muestran los menores niveles de demanda promedio. Durante esta jornada, la demanda eléctrica fluctúa entre los 1,1 y 2,2 [MW], reflejando un perfil netamente residencial. A diferencia del patrón laboral, los consumos comienzan a elevarse más tardíamente, alrededor de las 10:00 horas, alcanzando un valor cercano al máximo diario (2 [MW]), y manteniéndose dentro de ese rango con leves oscilaciones durante el resto del día.

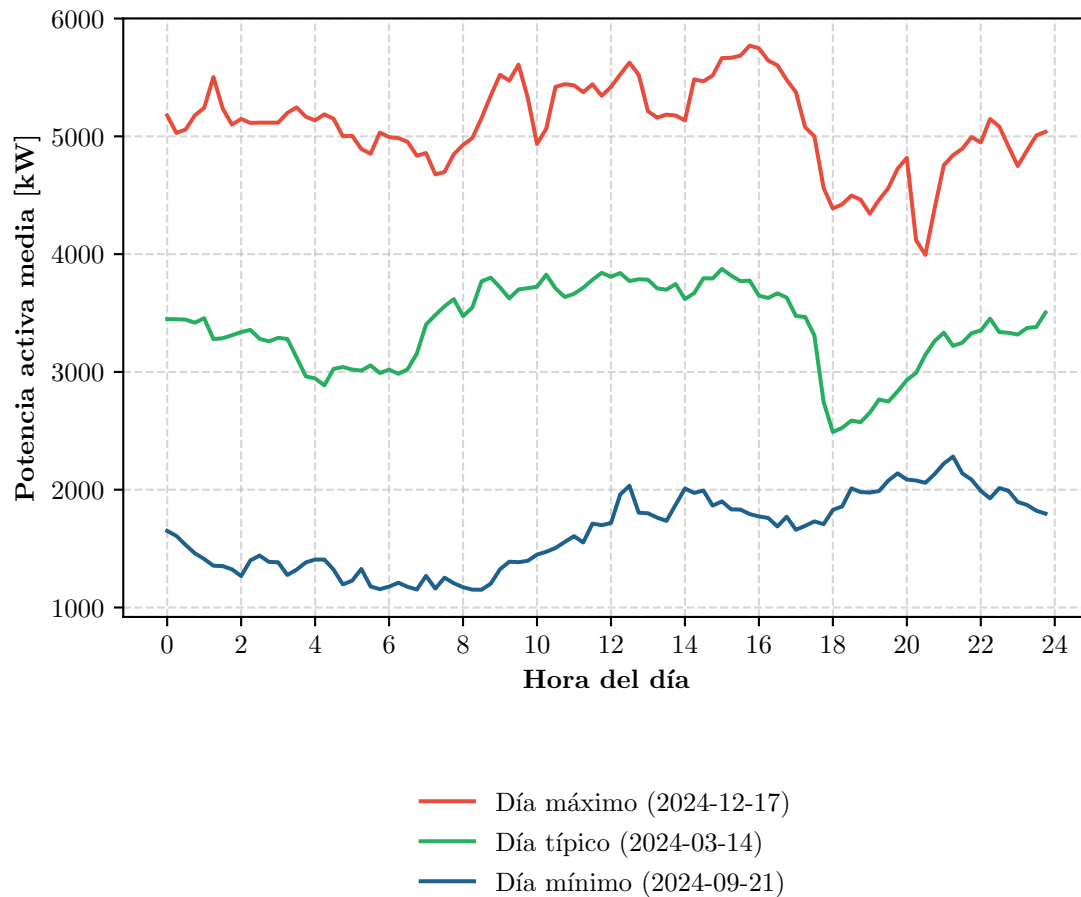


Figura 4.5: Potencia activa media en Quemchi en días extremos (máximos y mínimos) y día típico (promedio horario anual) para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Un aspecto complementario en el análisis es la presencia de eventos de interrupción durante estos días extremos. En el día de mayor consumo (17 de diciembre), se registraron tres desconexiones programadas, orientadas a la mejora de la calidad del suministro. No obstante, dichas desconexiones involucraron una potencia interrumpida reducida, en torno a los 100 [kVA], y una duración aproximada de 6 horas. Dado el bajo impacto de estas interrupciones, no se vio comprometido el modelamiento representativo de la demanda máxima para la comuna. Por el contrario, en el día de menor demanda no se registraron interrupciones de ningún tipo. Finalmente, la Figura 4.7 entrega una visión sintetizada de todo lo expuesto anteriormente mediante un mapa de calor que permite visualizar cómo

se comporta la potencia activa promedio en Quemchi según el día de la semana y la hora del día.

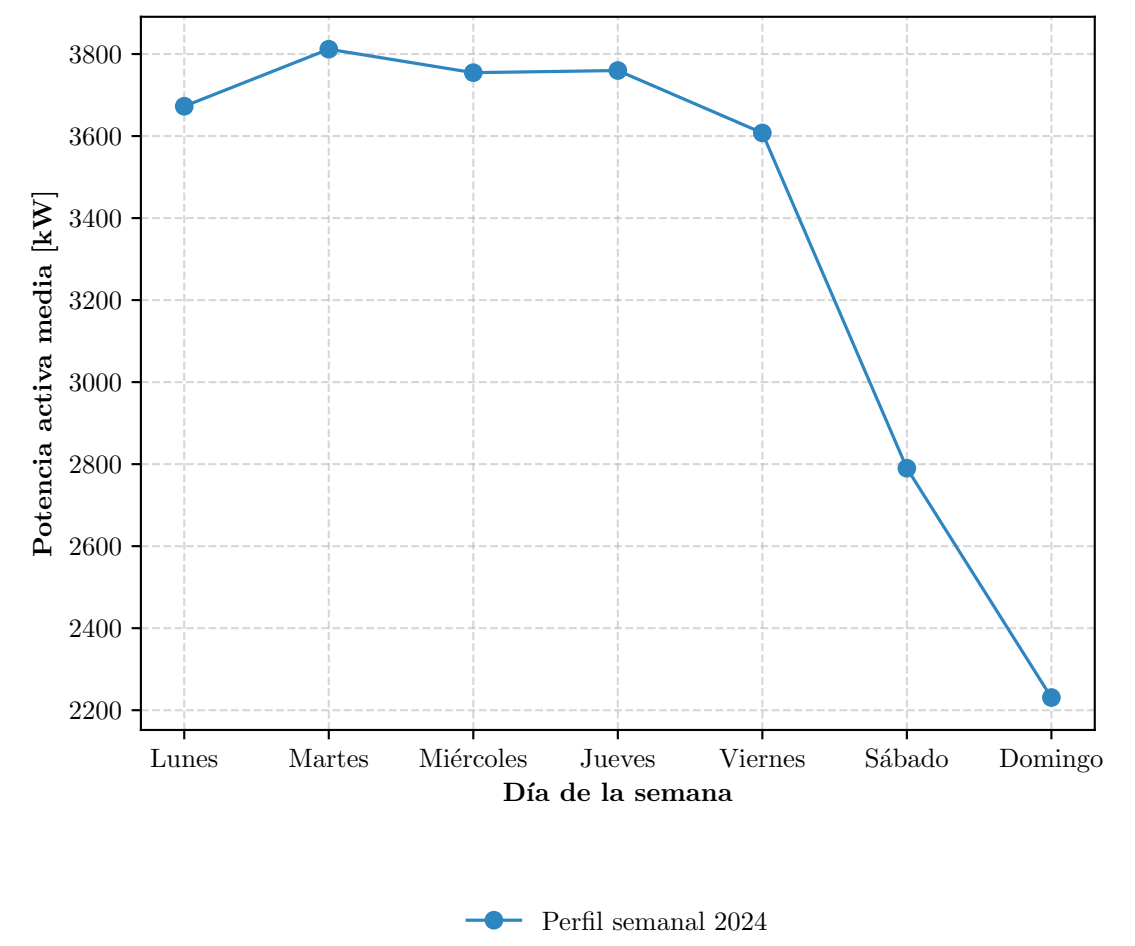


Figura 4.6: Potencia activa promedio diario en una semana típica en Quemchi para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.1: Promedio de potencia activa por día de la semana en Quemchi durante el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Día de la semana	Potencia activa promedio [kW]
Lunes	3672,68
Martes	3811,79
Miércoles	3754,58
Jueves	3759,78
Viernes	3607,60
Sábado	2790,02
Domingo	2230,85

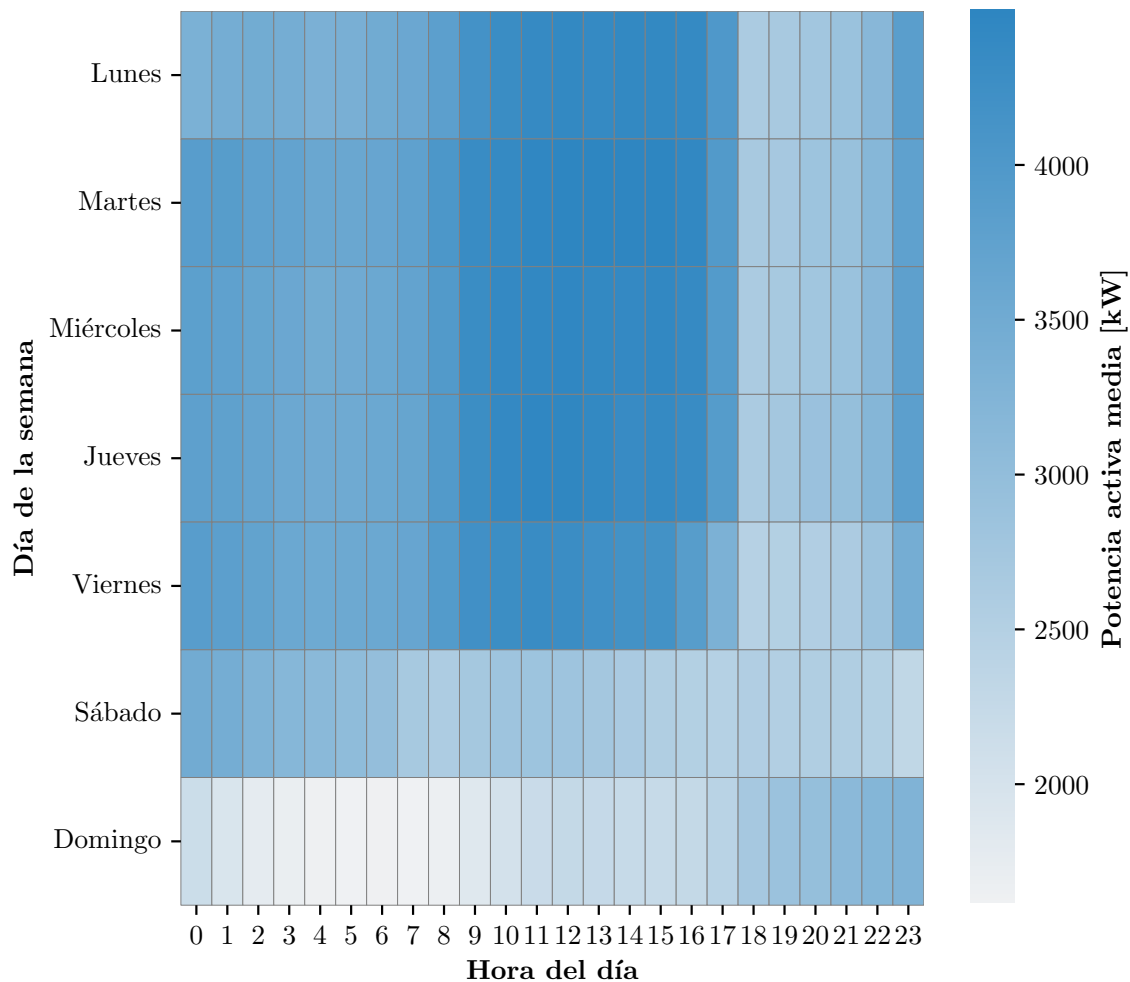


Figura 4.7: Mapa de calor con la distribución de potencia activa media en relación al día semanal en función a la hora diaria para Quemchi en el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Ya realizado el análisis del comportamiento diario del consumo de potencia activa en la comuna de Quemchi, resulta relevante observar cómo varía la demanda eléctrica a lo largo del año desde otro rango de interés. Para ello, se presenta la Figura 4.8, la cual muestra el promedio mensual de potencia activa registrada durante el año 2024.

En dicha figura se observa que diciembre concentra el mayor nivel de consumo, seguido de cerca por el mes de noviembre. Ambos meses superan en promedio los 4 [MW], mientras que enero se aproxima también a ese umbral. Este aumento podría estar relacionado con el incremento en la actividad económica y social durante la temporada estival [30], incluyendo el alza en la producción de las industrias locales, como las salmoneras, y el mayor uso residencial producto del aumento de temperatura, que puede motivar el uso de sistemas de refrigeración o ventilación.

En un segundo grupo, se encuentran los meses de febrero, junio, julio y agosto, con consumos promedio que varían entre 3 y 3,5 [MW]. Estos meses corresponden en parte al período invernal, donde, si bien se espera un alza por calefacción, es probable que ciertos sectores industriales reduzcan su consumo desde la red debido a las horas punta.

Finalmente, los meses de menor consumo se concentran en marzo, abril, mayo, septiembre y octubre, con valores promedio entre 2,5 y 3 [MW]. Estos meses representan transiciones estacionales y podrían reflejar una menor actividad general, tanto en el ámbito residencial como productivo.

El detalle cuantitativo de estos valores se encuentra resumido en la Tabla 4.2 la cual permite observar con mayor precisión la evolución mensual de la demanda eléctrica.

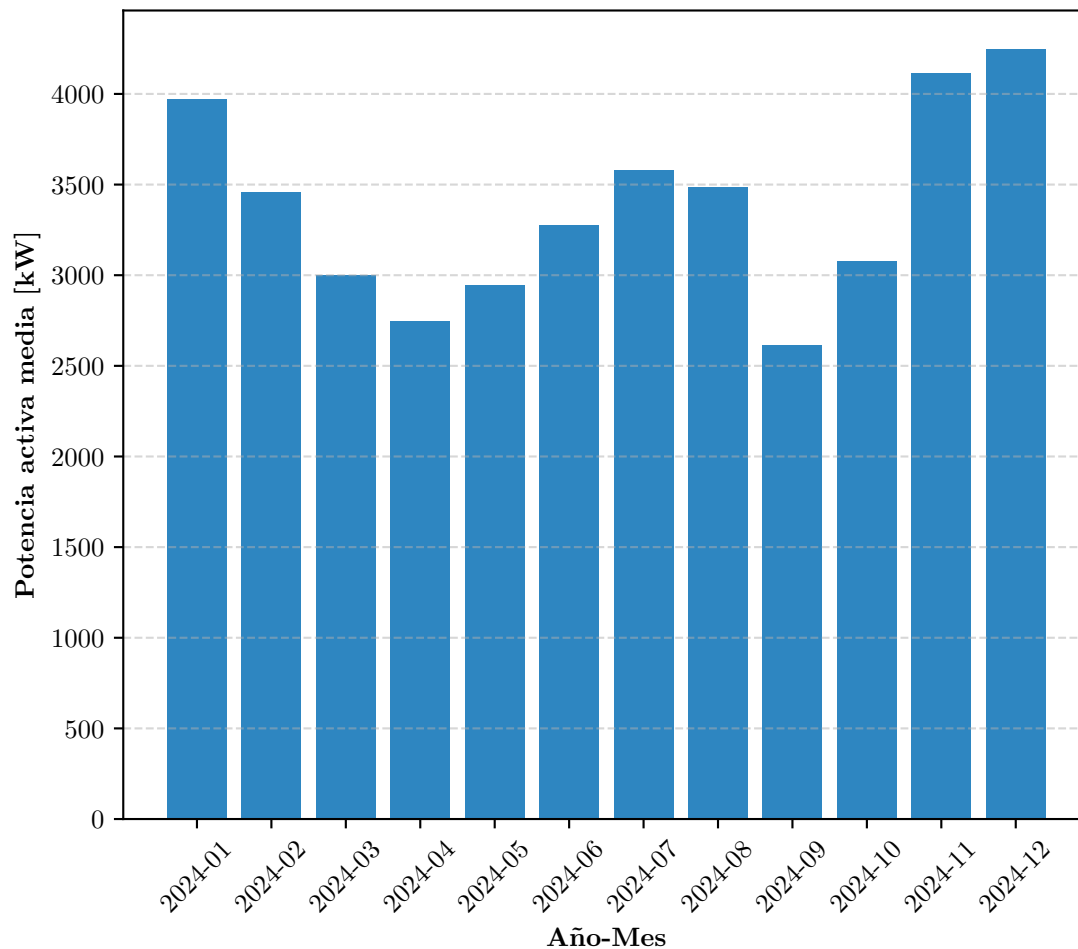


Figura 4.8: Potencia activa promedio mensual en Quemchi para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.2: Promedio mensual de potencia activa en Quemchi durante el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Mes	Potencia activa promedio [kW]
Enero	3967,19
Febrero	3458,65
Marzo	2997,23
Abril	2745,01
Mayo	2944,17
Junio	3272,53
Julio	3578,04
Agosto	3486,73
Septiembre	2611,96
Octubre	3074,85
Noviembre	4112,42
Diciembre	4247,88

Con el objetivo de caracterizar con mayor precisión la demanda eléctrica en la comuna de Quemchi, es necesario analizar el comportamiento horario promedio de cada mes del año. Esta aproximación permite identificar patrones mensuales que reflejan las particularidades del consumo eléctrico, considerando tanto factores estacionales como productivos. Si bien los promedios mensuales acumulados ya fueron tratados en apartados anteriores, el presente análisis se enfocará en variables adicionales de interés, tales como la distribución horaria y los cambios en los *peaks* y valles de consumo.

La Figura 4.9 ilustra el promedio horario de la potencia activa para cada mes del año 2024, estableciendo así un *día típico mensual*. A partir de la visualización, se aprecia un comportamiento generalizado en la mayoría de los meses: la demanda disminuye progresivamente entre las 00:00 y las 05:00 horas, para luego comenzar un ascenso marcado, alcanzando su *peak* en torno a las 11:00 horas en los meses comprendidos entre junio y noviembre. Por su parte, marzo, abril, mayo y diciembre presentan su máximo a las 12:00 horas (véase Tabla 4.3). Sin embargo, enero y febrero se desvían de este patrón, mostrando sus máximos de consumo a las 13:00 y 15:00 horas respectivamente, lo que podría estar vinculado a hábitos propios de la temporada estival, como el uso de equipos de refrigeración o actividades residenciales prolongadas durante el día.

Al observar la evolución posterior al *peak* diario, se identifica una reducción progresiva del consumo que alcanza su valor mínimo alrededor de las 18:00 horas en la mayoría de los meses (marzo, abril, mayo, julio, agosto, septiembre y diciembre), seguida de un nuevo ascenso correspondiente al uso residencial en horario post-laboral. En contraste, enero y febrero muestran sus mínimos a las 19:00 horas, mientras que mayo lo registra a las 21:00 horas (véase Tabla 4.3). Los meses de octubre y noviembre se comportan de forma aún más atípica, con mínimos durante la madrugada, a las 04:00 y 05:00 horas respectivamente, lo que podría asociarse a algún comportamiento industrial nocturno específico o baja actividad constante en esos meses.

Un aspecto relevante que este gráfico permite validar es el efecto del recorte de punta aplicado por algunos consumidores industriales. Tal como se explicó en apartados anteriores, entre los meses de abril y septiembre se aplica el cobro por horas punta (entre las

18:00 y las 22:00 horas), conforme a lo dispuesto en el *Decreto N°3* [29](#). En este sentido, se observa una caída abrupta en la demanda justo a las 18:00 horas durante dichos meses, seguida por un repunte significativo a las 22:00 horas. Este patrón no se repite con la misma intensidad en los meses donde no se aplica el recargo por hora punta, lo cual confirma la existencia de estrategias de gestión de demanda por parte de algunos usuarios relevantes del sistema.

Finalmente, es destacable que, a pesar de las variaciones entre meses, la forma general del perfil diario se mantiene coherente, con una clara bimodalidad horaria: un consumo elevado durante la mañana-mediodía y un segundo ascenso en la franja post-laboral. Esto refuerza la posibilidad de aplicar estrategias de generación distribuida con respaldo adaptado a estos patrones, maximizando el uso en los horarios críticos previamente identificados.

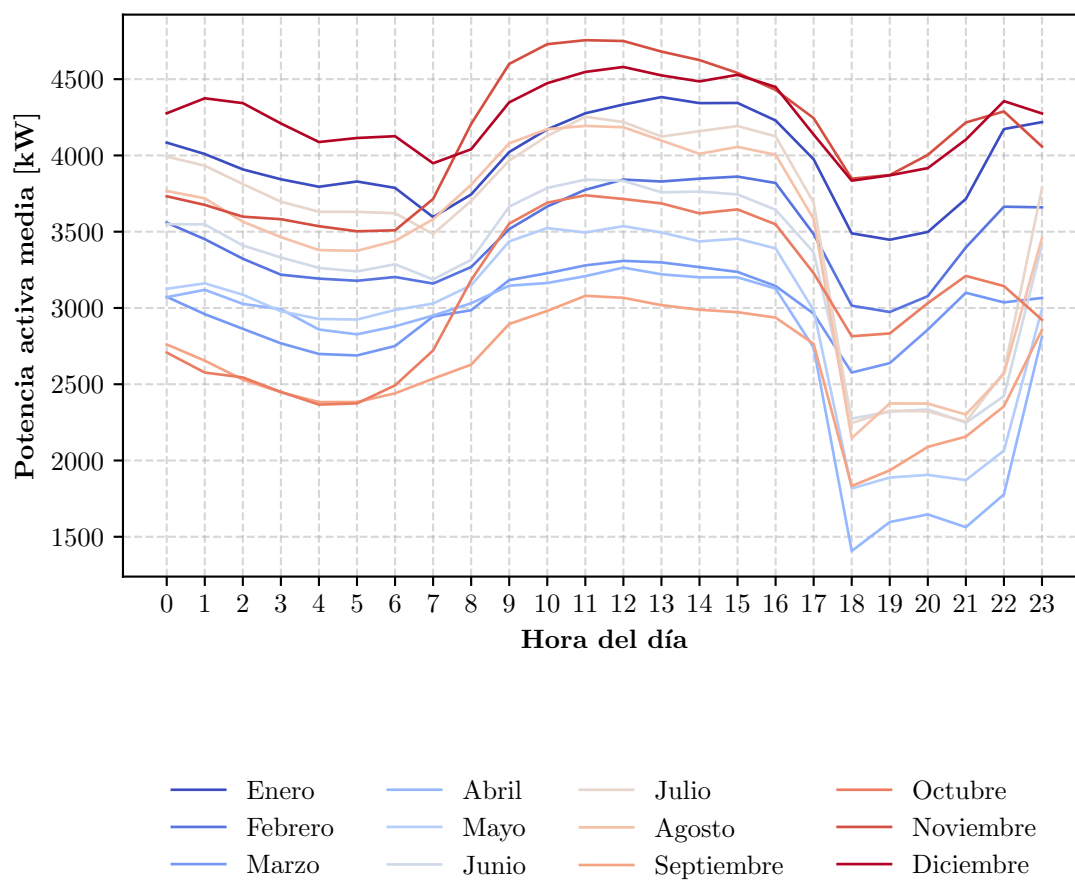


Figura 4.9: Promedio de la potencia activa horaria por mes en Quemchi en el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.3: Horarios y valores de potencia activa *peak* máxima y mínima por mes en Quemchi durante 2024. Fuente: Elaboración propia.

Mes	Hora pico máxima	Valor pico máximo [kW]	Hora pico mínima	Valor pico mínimo [kW]
Enero	13	4382,47	19	3447,28
Febrero	15	3861,24	19	2973,42
Marzo	12	3308,74	18	2576,75
Abril	12	3264,54	18	1406,37
Mayo	12	3536,36	18	1816,59
Junio	11	3841,40	21	2247,66
Julio	11	4253,55	18	2245,53
Agosto	11	4193,51	18	2145,89
Septiembre	11	3079,37	18	1832,46
Octubre	11	3738,73	4	2366,33
Noviembre	11	4755,62	5	3502,71
Diciembre	12	4579,97	18	3834,45

El análisis estadístico mensual de la potencia activa media registrada en Quemchi durante 2024 visualizada en la Figura 4.10 evidencia una marcada estacionalidad en la demanda. Los meses de diciembre, noviembre y enero presentan los mayores promedios mensuales, alcanzando valores superiores a 4.000 [kW], lo que se asocia a una alta demanda sostenida durante el verano. En contraste, septiembre exhibe el menor promedio (2.612 [kW]) y también la menor dispersión, lo que sugiere condiciones de carga más estables y moderadas.

Destaca especialmente el mes de julio, el cual, si bien no tiene la mayor media, registra la potencia máxima del año (6.452 [kW]) y una alta variabilidad interna, lo que lo posiciona como un mes crítico desde la perspectiva del diseño de respaldo. Este comportamiento invernal puede relacionarse con mayores requerimientos de calefacción o condiciones climáticas adversas.

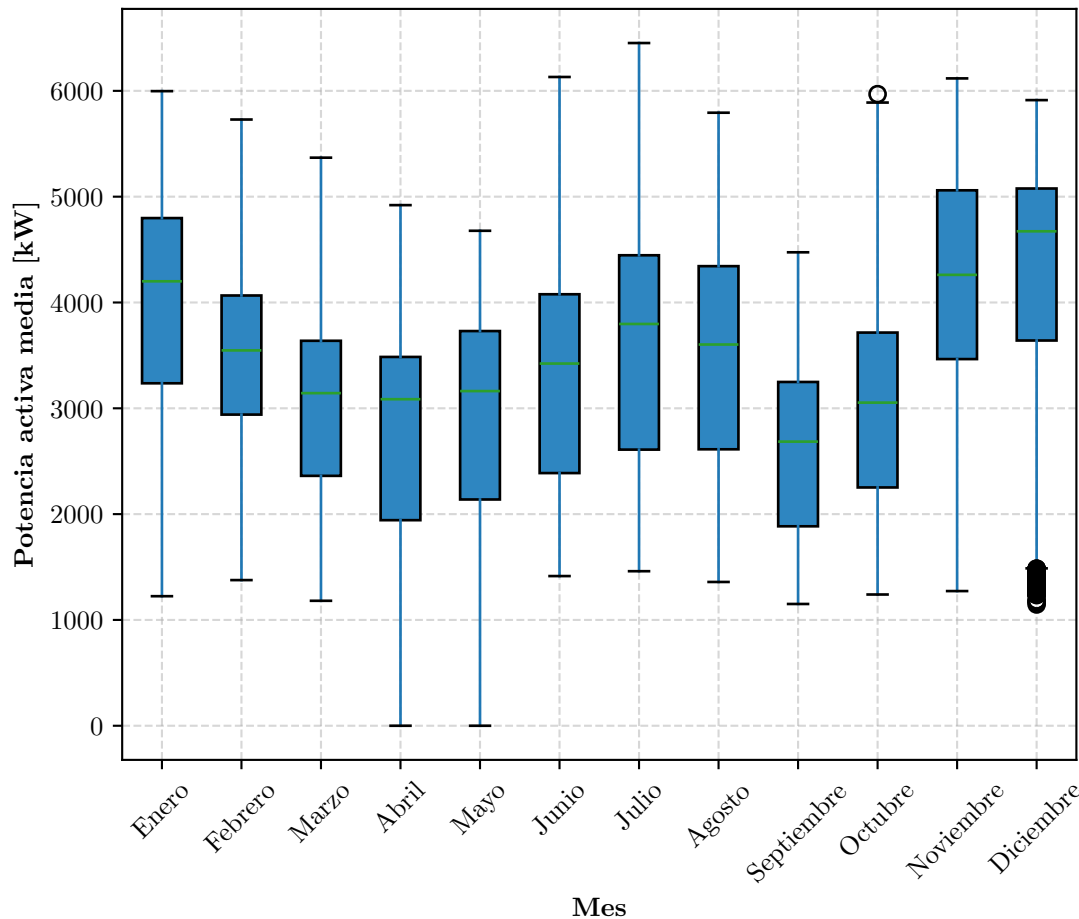


Figura 4.10: Distribución estadística mensual de la potencia activa media registrada en Quemchi durante el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

El gráfico de la Figura 4.11 presenta el perfil horario promedio de la potencia activa para cada estación del año en la comuna de Quemchi durante 2024.

En términos de comportamiento horario, se identifica un patrón relativamente homogéneo en las cuatro estaciones: la demanda comienza a ascender a partir de las 06:00 horas, alcanza su primer *peak* hacia el mediodía, disminuye durante la tarde y presenta un nuevo ascenso entre las 18:00 y 21:00 horas, correspondiente al retorno de actividades residenciales. No obstante, se observan diferencias relevantes en la magnitud y forma del perfil según la estación.

La primavera destaca como la estación de mayor energía acumulada, con una curva horaria extendida en las horas de mayor consumo, lo cual podría estar vinculado al incremento en la actividad de la acuicultura. Le sigue el verano, donde, si bien el perfil horario muestra una elevación constante durante todo el día, el consumo máximo se desplaza hacia horas más tardías del mediodía, lo que sugiere una influencia estacional vinculada al uso de ventilación o refrigeración, aprovechamiento de la luz solar e influencia turística del periodo estival [30].

Durante el invierno, la curva presenta un ascenso más pronunciado en las primeras horas del día y una caída más abrupta en la tarde, reflejando una menor actividad en

la franja vespertina. Aunque el consumo total de invierno es menor al de primavera y verano, sigue siendo considerable, posicionándolo como un período de atención crítica desde el punto de vista del dimensionamiento de respaldo.

Finalmente, el otoño registra el menor volumen de energía activa, acompañado de un perfil horario más contenido y menos pronunciado. Esta estación representa, por tanto, una oportunidad para evaluar reducciones en la potencia base o aplicar estrategias de eficiencia energética sin comprometer la continuidad del suministro.

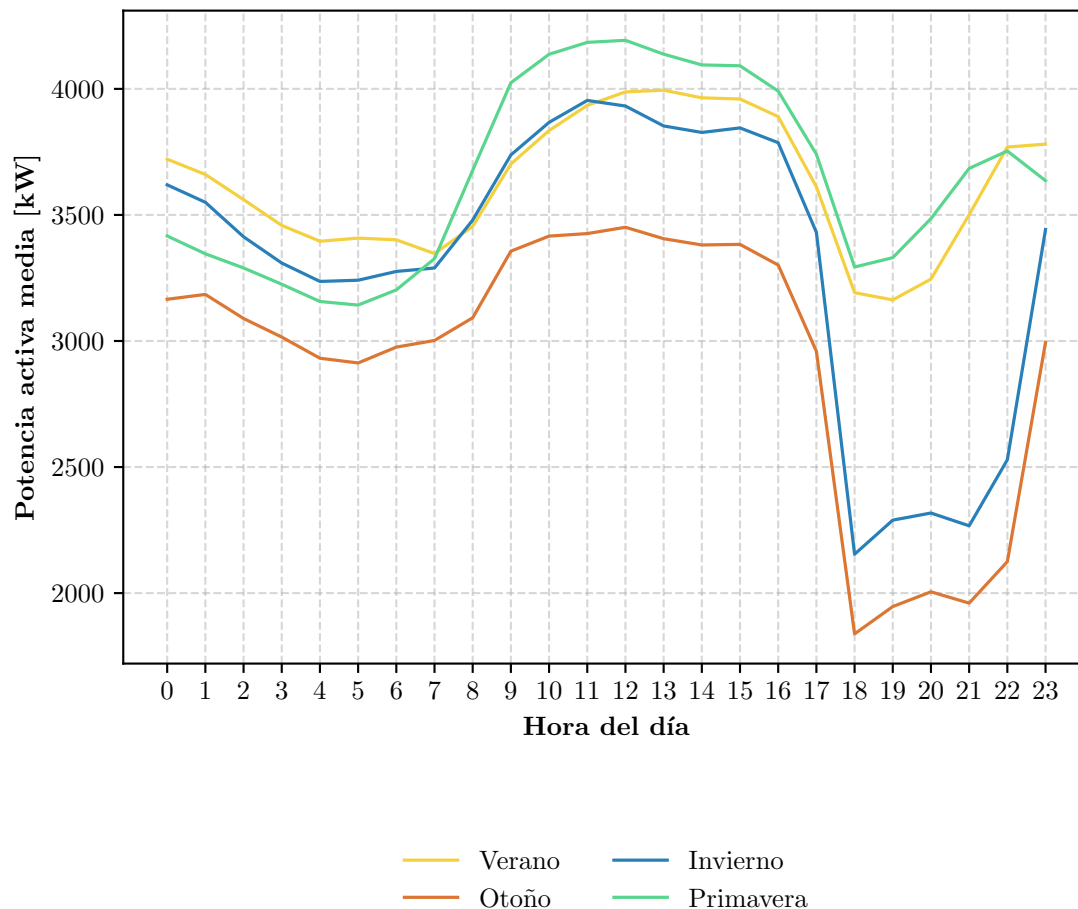


Figura 4.11: Potencia activa media por estación del año en Quemchi en el año 2024 en función de las horas del día. Fuente: Elaboración propia.

4.2. Dimensionamiento

Es fundamental determinar tanto el tiempo de operación requerido como la capacidad en potencia del sistema de generación que se implementará, con el objetivo de reducir el indicador *SAIDI* a niveles normativos. Si bien algunas de las metodologías evaluadas podrían contribuir también a mejorar el indicador *SAIFI*, el enfoque principal estará orientado a la reducción del *SAIDI*, ya que este es el parámetro que actualmente no cumple con los estándares exigidos para la comuna evaluada. Para ello, se analizarán distintas estrategias que permitan estimar, de manera técnica y justificada, los requerimientos de respaldo energético necesarios.

4.2.1. Cobertura de SAIDI crítico

Esta metodología busca dimensionar el sistema de generación requerido para respaldar los eventos que presentan el mayor aporte al indicador *SAIDI* en la comuna de Quemchi. Para ello, se analizan todas las interrupciones reales (clasificadas como tipo I) ocurridas durante el año 2024, identificando aquellas que, por su duración y cantidad de clientes afectados, generan un mayor impacto en el valor acumulado del *SAIDI* comunal.

Posteriormente, se seleccionan los eventos con mayor contribución a este indicador hasta alcanzar un valor acumulado igual o inferior al umbral normativo de 14 horas (véase Figura 4.12). En esta etapa, se hace uso de la información entregada por la empresa distribuidora SAESA, la cual detalla la duración de cada interrupción (en horas) y la potencia aparente desconectada (MVA) asociada a cada evento, lo que permite estimar el tiempo total de respaldo requerido y la potencia mínima que debería cubrir el sistema de generación distribuida (véase Tabla 4.4).

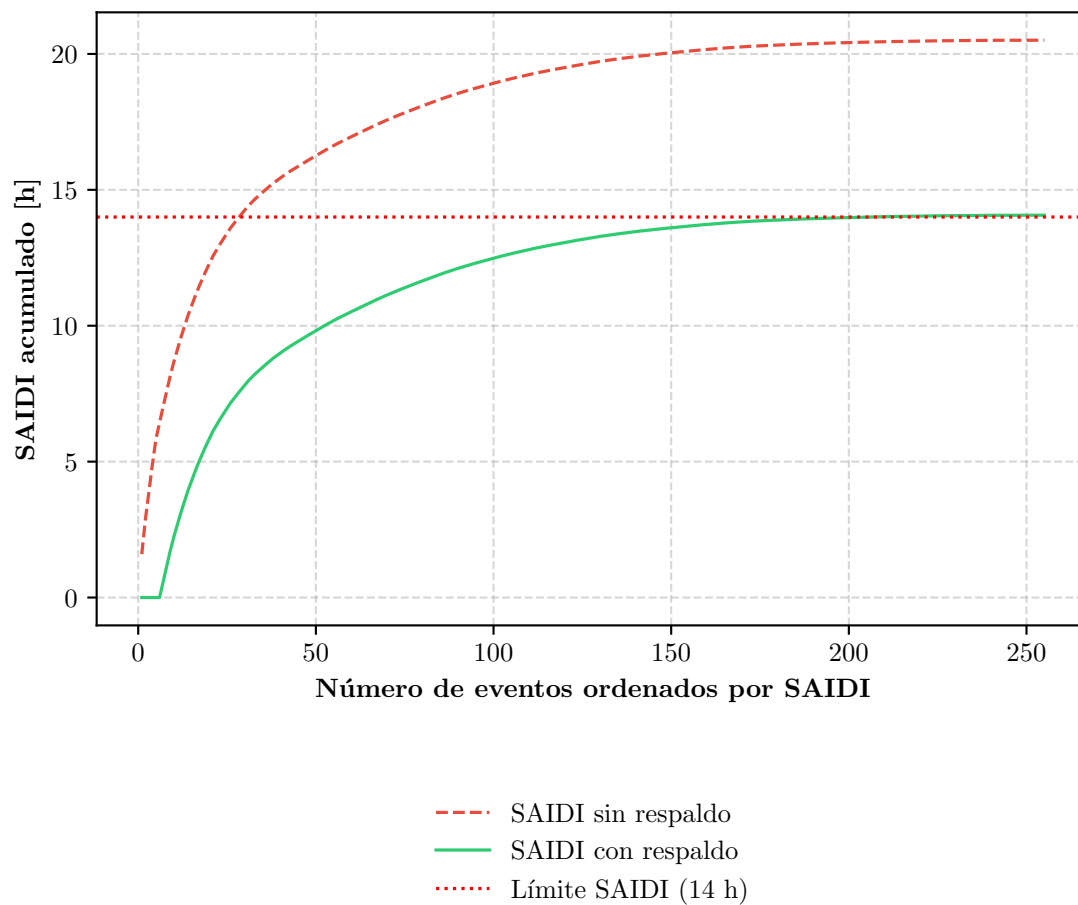


Figura 4.12: Comparativa de SAIDI acumulado para el año 2024 frente al SAIDI acumulado al respaldar interrupciones con mayor incidencia en el indicador. Fuente: Elaboración propia.

■ Ventajas:

1. Enfoca los esfuerzos en eliminar las interrupciones más críticas desde el punto

de vista regulatorio.

2. Permite cumplir de forma directa con la normativa asociada al *SAIDI*, garantizando mejoras en el indicador.

■ Desventajas:

1. Al priorizar únicamente el impacto sobre el *SAIDI*, puede dejar fuera eventos más frecuentes o que afectan a un mayor número de usuarios, lo que limita el impacto sobre el indicador *SAIFI*.
2. No considera la distribución geográfica de las interrupciones, por lo que podrían seleccionarse eventos dispersos, dificultando una solución centralizada.

Tabla 4.4: Eventos a cubrir para cumplir con $SAIDI \leq 14$ h en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Evento	SAIDI [h]	SAIDI acumulado [h]	Duración [h]	Potencia desconectada [MVA]
1	1,60	1,60	26,65	0,410
2	1,26	2,86	75,63	0,205
3	1,04	3,90	61,60	0,130
4	1,01	4,91	57,93	0,065
5	0,93	5,84	26,38	0,315
6	0,60	6,44	79,60	0,045
Total	6,44	—	327,79	—

A partir de la selección de los eventos más críticos en términos de aporte al *SAIDI*, se determina que es necesario cubrir al menos seis eventos de interrupción para cumplir con el límite normativo de 14 horas anuales. Tal como se observa en la Tabla 4.4, estos eventos representan un *SAIDI* acumulado de 6,44 horas, lo que entrega un margen técnico suficiente considerando la meta establecida.

Con base en esta selección, el sistema de generación distribuida debe estar en condiciones de operar durante un total de 327,79 horas al año, correspondiente a la suma de las duraciones de los eventos priorizados. En cuanto a la potencia, se observa que el valor máximo de potencia desconectada entre los eventos cubiertos alcanza los 0,410 [MVA], por lo que el sistema de respaldo deberá tener, al menos, esta capacidad instalada para garantizar un abastecimiento efectivo en los momentos de mayor demanda interrumpida.

4.2.2. Cobertura de ENS acumulada

Esta metodología se enfoca en priorizar los eventos de interrupción en función de la energía no suministrada (ENS), con el objetivo de identificar aquellos cuya cobertura por parte de un sistema de generación distribuida tendría mayor impacto en la continuidad del suministro eléctrico. La ENS de cada evento se calcula como el producto entre la duración de la interrupción (en horas) y la potencia aparente desconectada (MVA), lo que entrega un valor representativo del volumen energético que dejó de ser entregado a los usuarios.

Una vez calculada la ENS para cada evento, estos se ordenan de mayor a menor. A partir de esta organización, se seleccionan secuencialmente los eventos que acumulan la mayor ENS hasta que se logra cumplir el límite normativo de 14 horas para el indicador *SAIDI*. Esta condición permite asegurar que los eventos priorizados no solo representan una alta pérdida energética, sino que también son críticos en términos regulatorios. Con esta información, se estima el tiempo total de respaldo que debería cubrir el sistema, así como la capacidad mínima de potencia requerida.

Esta metodología se representa visualmente en la Figura 4.13, la cual muestra los eventos ordenados según su ENS y aquellos seleccionados para cumplir con el límite de *SAIDI* normativo. Además, la Tabla 4.5 detalla las características de cada uno de estos eventos, incluyendo su duración, ENS, potencia interrumpida y el aporte individual al *SAIDI*.

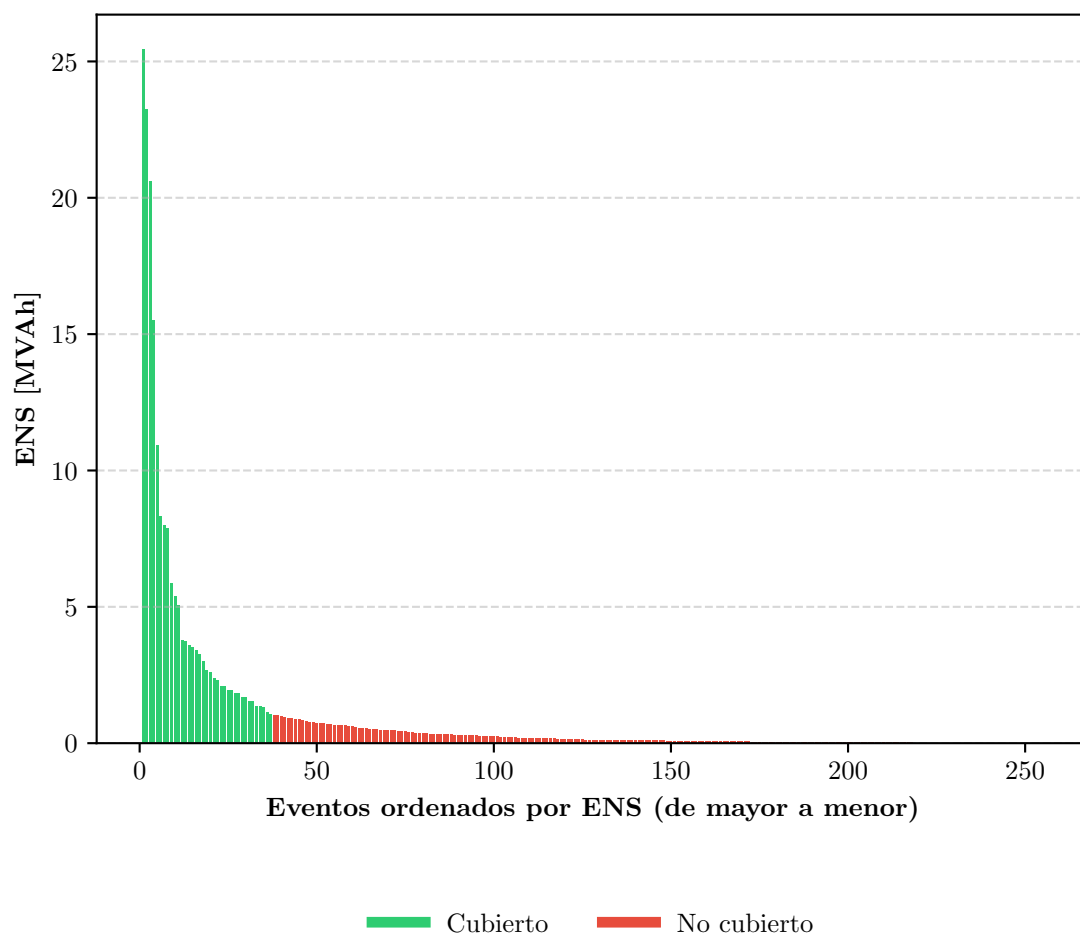


Figura 4.13: Eventos de ENS en Quemchi a respaldar y totales para cumplir limite normativo de indicador SAIDI para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

■ Ventajas:

1. Permite atacar directamente los eventos que involucran las mayores pérdidas de energía, entregando un criterio técnico para la priorización.
2. Es útil para justificar inversiones en generación distribuida desde una perspec-

tiva energética.

3. Entrega una estimación simultánea del tiempo y capacidad de respaldo necesarios.

■ Desventajas:

1. A diferencia de otras metodologías, no considera explícitamente la cantidad de usuarios afectados.
2. Puede seleccionar eventos de gran duración y baja frecuencia, sin representar necesariamente una mejora significativa en la experiencia de los usuarios promedio.

Tabla 4.5: Eventos con mayor ENS que permiten cumplir $\text{SAIDI} \leq 14$ h en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Evento	ENS [MVAh]	Duración [h]	Potencia desconectada [MVA]	SAIDI [h]	SAIDI acumulado [h]
267	25,44	13,36	1,905	0,003	0,003
268	23,26	11,08	2,100	0,003	0,006
5	20,61	2,90	7,100	0,394	0,400
63	15,51	75,63	0,205	1,261	1,661
12	10,93	26,65	0,410	1,596	3,257
22	8,31	26,38	0,315	0,927	4,184
59	8,01	61,60	0,130	1,043	5,227
265	7,87	15,75	0,500	0,004	5,231
262	5,86	90,09	0,065	0,023	5,254
10	5,37	1,82	2,960	0,114	5,369
13	5,06	2,30	2,200	0,136	5,505
57	3,77	57,93	0,065	1,011	6,516
244	3,75	150,15	0,025	0,077	6,593
99	3,58	79,60	0,045	0,601	7,194
9	3,52	5,97	0,590	0,574	7,768
20	3,40	16,20	0,210	0,578	8,346
263	3,26	50,09	0,065	0,013	8,359
260	2,99	119,78	0,025	0,031	8,390
139	2,67	106,85	0,025	0,417	8,808
1	2,58	2,14	1,205	0,459	9,267
28	2,39	10,85	0,220	0,362	9,629
109	2,30	45,97	0,050	0,275	9,905
11	2,10	5,12	0,410	0,308	10,212
137	2,09	52,15	0,040	0,217	10,430
27	1,94	10,24	0,190	0,341	10,771
53	1,94	24,26	0,080	0,442	11,213
19	1,84	5,50	0,335	0,200	11,413
37	1,83	22,89	0,080	0,560	11,974
6	1,70	2,22	0,765	0,293	12,266
38	1,66	20,80	0,080	0,509	12,775
18	1,55	6,33	0,245	0,271	13,047
100	1,54	9,92	0,155	0,075	13,122
131	1,36	45,47	0,030	0,225	13,347
104	1,36	13,62	0,100	0,089	13,435
8	1,32	2,09	0,630	0,207	13,643
84	1,14	16,24	0,070	0,165	13,808
35	1,08	2,83	0,380	0,070	13,878
Total	194,89	1212,75	–	13,88	–

El resultado del análisis indica que es necesario cubrir un total de 36 eventos, los cuales acumulan una ENS de aproximadamente 194,89 [MVAh] y una duración total de

operación de 1212,75 horas. Esta estrategia, aunque más exigente en tiempo operativo en comparación con la primera metodología, permite abordar los eventos que implican mayores pérdidas energéticas, con lo cual se maximiza el impacto en términos de continuidad de suministro y eficiencia del sistema.

El valor máximo de potencia desconectada en los eventos seleccionados alcanza los 7,10 [MVA], por lo que el sistema de generación debería dimensionarse con una capacidad suficiente para cubrir al menos este valor.

4.2.3. Cobertura Clientes

La tercera metodología propuesta se basa en la cobertura por número de clientes afectados. En este enfoque, se priorizan aquellos eventos de interrupción que han impactado a una mayor cantidad de usuarios en la comuna de Quemchi. Para ello, los eventos fueron ordenados de mayor a menor según la cantidad absoluta de clientes interrumpidos, y se seleccionaron aquellos necesarios para asegurar el cumplimiento del límite normativo del *SAIDI*, establecido en 14 horas anuales.

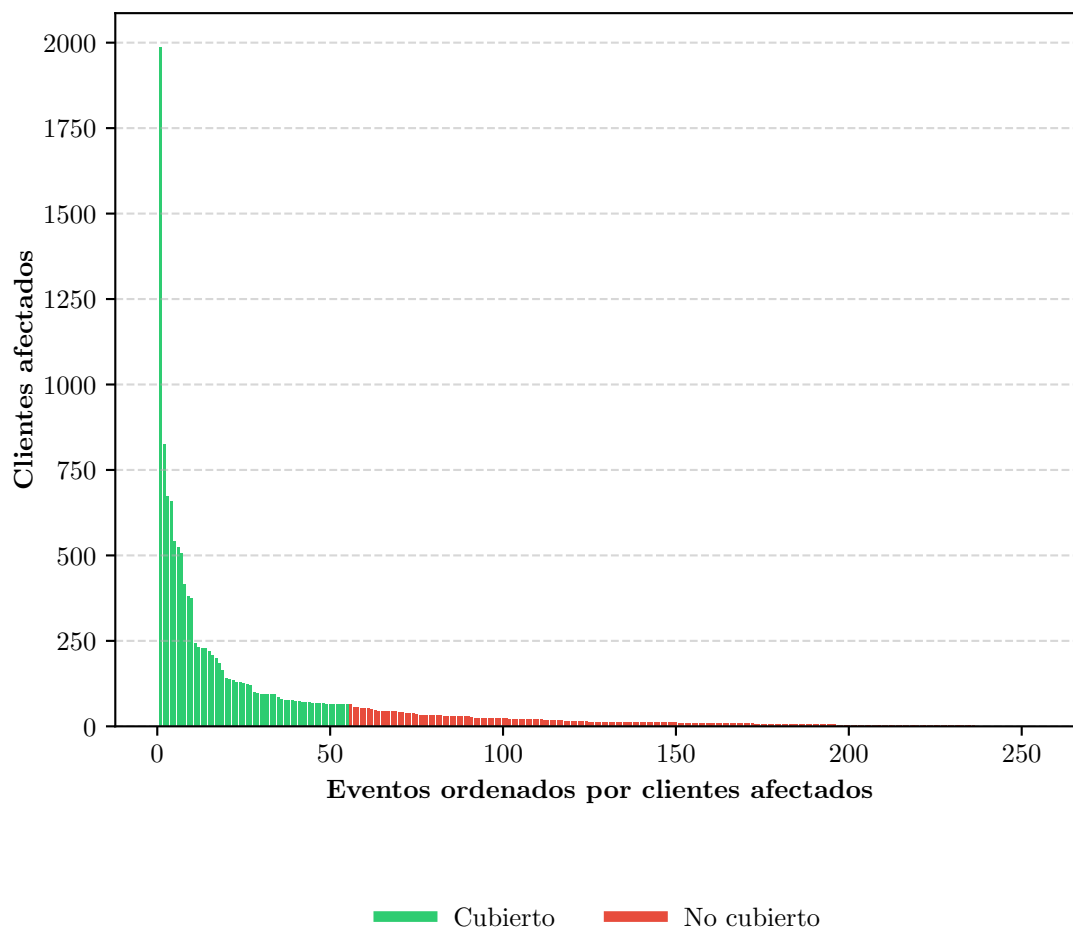


Figura 4.14: Verificación de tiempo de respaldo para cubrir SAIDI y cumplir límite normativo en Quemchi en función de los clientes afectados. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 4.14 muestra la curva de eventos ordenados por porcentaje de afectación, destacando en color los eventos que deben ser respaldados para mantener el *SAIDI* bajo el umbral permitido. Complementariamente, la Tabla 4.6 resume los eventos priorizados, incluyendo la cantidad de clientes afectados, el porcentaje de afectación sobre el total de usuarios instalados, la duración de la interrupción y la potencia interrumpida en cada caso.

■ Ventajas:

1. Maximiza el impacto social positivo del sistema de respaldo.

■ Desventajas:

1. Dado que no necesariamente prioriza los eventos más prolongados o de mayor energía no suministrada, el tiempo total requerido para la operación del sistema puede extenderse.

Tabla 4.6: Eventos con mayor afectación de clientes que permiten cumplir $SAIDI \leq 14$ h en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Evento	Clientes afectados	% Afectación	Duración [h]	Potencia [MVA]
0	1987	51,74	0,15	3,055
1	826	21,42	2,14	1,205
2	674	17,47	0,13	1,325
3	658	17,14	0,23	1,225
4	541	14,09	0,70	0,885
5	523	13,56	2,90	7,100
6	508	13,17	2,22	0,765
7	416	10,75	0,12	0,685
8	382	9,90	2,09	0,630
9	375	9,61	5,97	0,590
10	242	6,30	1,82	2,960
11	231	6,02	5,12	0,410
12	230	5,99	26,65	0,410
13	228	5,94	2,30	2,200
14	221	5,76	5,73	0,180
15	207	5,37	2,21	0,330
...	...	...	...	...
Total	—	—	481,40	—

En síntesis, para que el sistema de generación distribuida permita cumplir el *SAIDI* normativo bajo esta estrategia, deberá ser capaz de operar durante al menos 481,4 horas al año, con una capacidad de generación no inferior a 7,1 [MVA], de forma que se cubran eficazmente los eventos de mayor impacto sobre la población usuaria. Esta metodología entrega una perspectiva centrada en el usuario final, reforzando el enfoque de equidad y servicio que puede ser especialmente relevante para decisiones regulatorias o de política pública.

4.2.4. Cobertura Estadística Modal

La cuarta y última metodología corresponde a un enfoque estadístico basado en los intervalos de duración más frecuentes. A diferencia de los métodos anteriores que priorizan directamente indicadores como *SAIDI*, energía no suministrada o cantidad de clientes afectados, este modelo parte del análisis de la distribución empírica de duración de los eventos de interrupción.

Para ello, se utilizó la regla de *Freedman-Diaconis* con el fin de determinar un número óptimo de intervalos (*bins*) sobre los cuales agrupar las duraciones observadas. A partir de dicha agrupación, se identificaron aquellos intervalos con mayor frecuencia de ocurrencia, priorizando su cobertura por sobre eventos menos frecuentes, bajo el supuesto de que la probabilidad futura de interrupciones sigue una distribución similar a la observada históricamente.

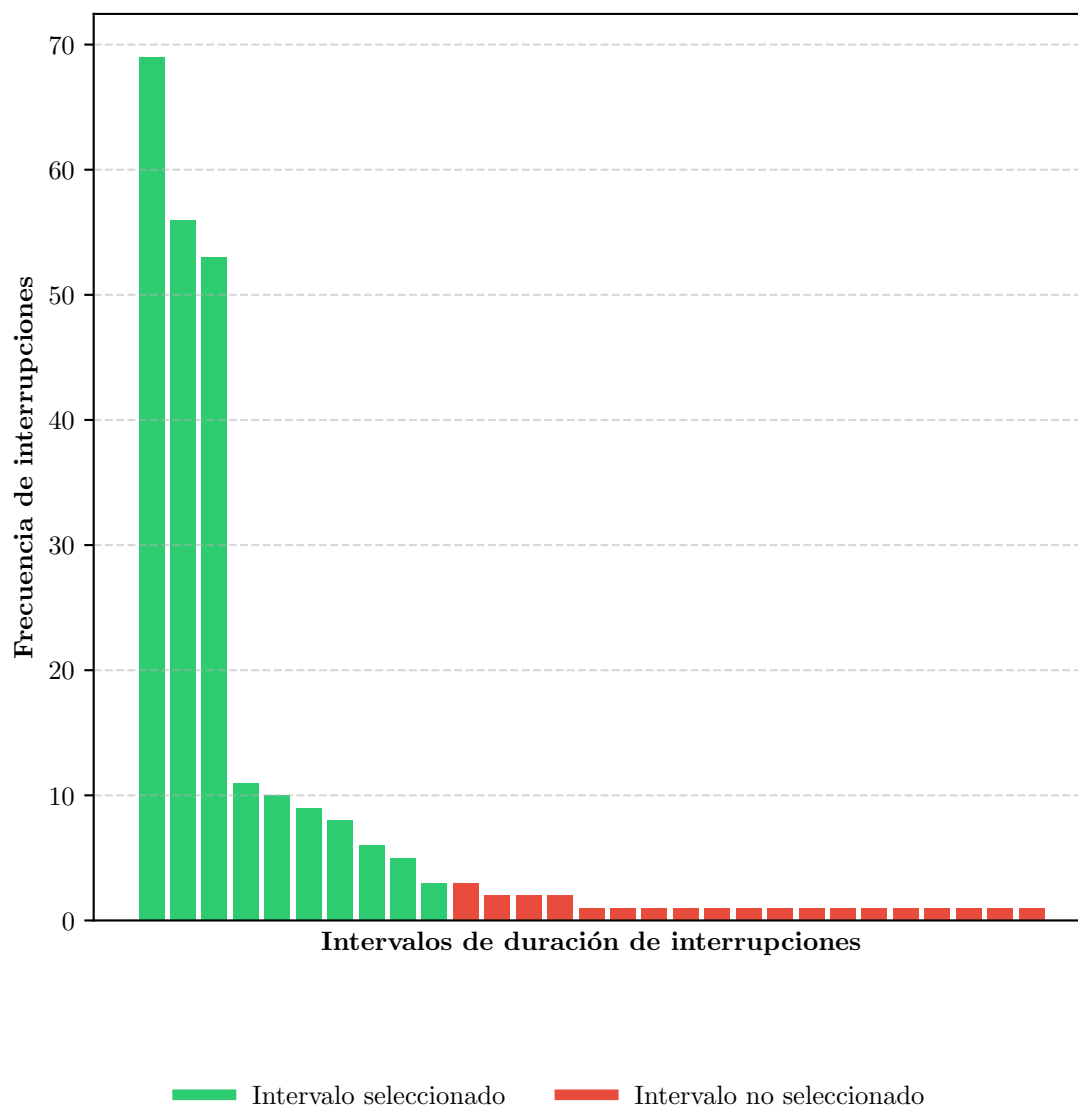


Figura 4.15: Rango de duración de interrupciones con énfasis en intervalos para cubrir SAIDI y cumplir límite normativo en función de la frecuencia. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 4.7 presenta los resultados de este análisis, detallando para cada rango de duración: la frecuencia de eventos, las horas acumuladas de interrupción, el *SAIDI* total aportado, y la potencia media desconectada.

- Ventajas:
 1. Neutralidad frente al impacto individual de los eventos.
 2. Puede adaptarse dinámicamente en el tiempo mediante análisis de frecuencia móvil.
- Desventajas:
 1. Podría dejar sin respaldo eventos críticos poco frecuentes pero de alta consecuencia.

Tabla 4.7: Resumen por rangos de duración de eventos en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Rango duración [h]	Frecuencia	Horas totales	SAIDI total [h]	Potencia media [MVA]
(0,0508 – 2,472]	69	71,72	1,98	0,270
(2,472 – 4,893]	53	194,69	1,81	0,192
(4,893 – 7,314]	56	331,58	3,48	0,075
(7,314 – 9,734]	11	90,69	0,50	0,027
(9,734 – 12,155]	10	108,33	1,13	0,286
(12,155 – 14,576]	6	82,57	0,18	0,339
(14,576 – 16,997]	8	128,43	1,10	0,108
(16,997 – 19,418]	5	90,31	0,16	0,011
(19,418 – 21,839]	3	62,01	0,61	0,037
(21,839 – 24,26]	9	210,42	1,26	0,024
Total	230	1270,75	12,21	–

En resumen, para cumplir con el *SAIDI* normativo en Quemchi utilizando esta estrategia, el sistema de generación deberá ser capaz de operar durante un total de 1270,75 horas, correspondientes a los eventos dentro de los intervalos más frecuentes. La potencia promedio necesaria será del orden de los 0,27 [MVA], siendo significativamente menor que en otras estrategias, lo cual convierte a esta metodología en una alternativa eficiente en términos de potencia requerida, pero orientada a mantener la continuidad frente a interrupciones habituales y no extremas.

4.3. Ubicación

Con el objetivo de determinar las ubicaciones más adecuadas para implementar generación distribuida en la comuna de Quemchi, se realizó un análisis detallado de la localización de las interrupciones registradas durante el año 2024. Este análisis se fundamentó inicialmente en la información proporcionada por SAESA. Sin embargo, dicha información fue enriquecida mediante un cruce de datos con la información facilitada por la SEC mediante la ley de transparencia.

A partir de esta información, se procedió a segmentar la comuna en cuatro zonas operativas para efectos del análisis:

1. Zona Norte: Desde la localidad de Tubildad, en el cruce entre las rutas W-15 y W-177, extendiéndose hacia el extremo norte del ramal del alimentador de la comuna.
2. Zona Centro: Desde el cruce anteriormente mencionado hasta la altura de la localidad de Alto Chonchi, aproximadamente en la intersección con la ruta W-209.
3. Zona Sur: Desde el límite sur de la zona central hasta el extremo sur del ramal del alimentador, cubriendo localidades más aisladas de la comuna.
4. Isla Caucahué: Zona insular perteneciente administrativamente a Quemchi, alimentada eléctricamente mediante un cruce aéreo desde la Isla Grande de Chiloé.

Esta división geográfica, ilustrada en la Figura 4.16, permite vincular la ocurrencia de interrupciones con zonas específicas, facilitando así la identificación de ubicaciones prioritarias para el emplazamiento de equipos de generación de respaldo.

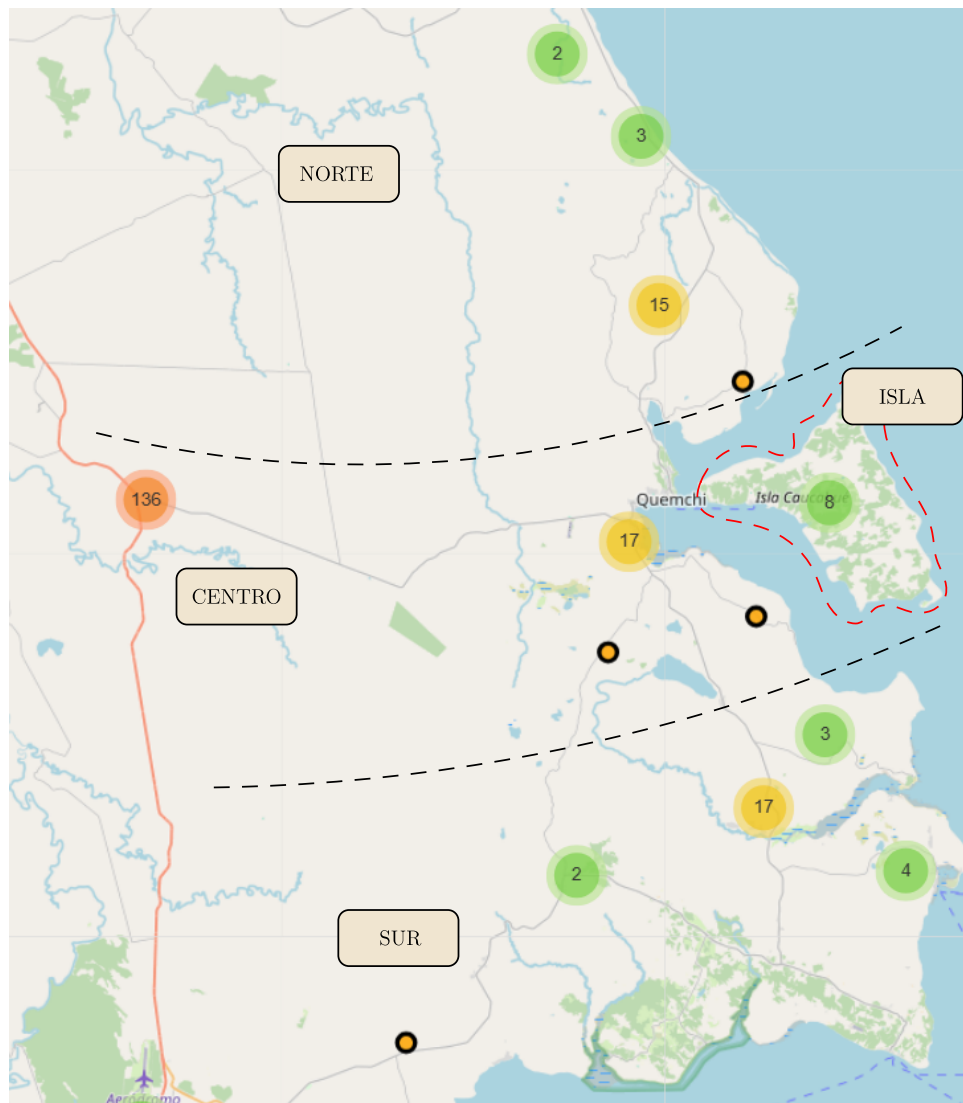


Figura 4.16: Mapa de interrupciones en la comuna de Quemchi y división territorial para análisis de ubicaciones de GD. Fuente: Elaboración propia a partir de información de la SEC.

La Tabla 4.8 resume los principales indicadores asociados a cada zona. Es importante destacar que:

1. **Zona Centro:** Es el sector con mayor cantidad de interrupciones registradas, acumulando un total de 178 eventos. La duración total asciende a 1.563,82 horas, con una duración máxima de 90,09 horas en un solo evento. Esta zona también presenta el mayor valor de *SAIDI*, con 14,42 horas. La potencia máxima desconectada alcanzó los 7.100 [kVA] y el número máximo de clientes afectados fue de 1.987. Cabe destacar que, según los antecedentes entregados por la SEC, 136 de estas interrupciones se concentran en la subestación Degan. Esta alta concentración podría explicarse por un posible error en la georreferenciación de los eventos entregados por la empresa distribuidora SAESA, o hacer alusión a la protección que operó durante esas fallas. Además, se identifican otras interrupciones ubicadas fuera del alimentador principal, lo que evidencia una dispersión geográfica que debe ser considerada en la planificación de refuerzos o respaldo.
2. **Zona Sur:** Se registraron 31 interrupciones con una duración total de 380,73 horas y una duración máxima de 150,15 horas. El *SAIDI* acumulado es de 1,42 horas, con una potencia máxima interrumpida de 410 [kVA]. El número máximo de clientes afectados en un evento alcanzó los 231. Esta zona presenta interrupciones prolongadas, lo que puede influir considerablemente en la percepción de calidad de suministro por parte de los usuarios.
3. **Zona Norte:** Presenta 23 interrupciones que acumulan 246,00 horas de duración total. La duración máxima de un evento fue de 119,78 horas. El *SAIDI* correspondiente asciende a 1,57 horas. La potencia máxima desconectada fue de 765 [kVA], y el evento con más clientes involucrados afectó a 508 usuarios. Aunque registra menos interrupciones que el Centro, su impacto sigue siendo significativo por la duración de los eventos.
4. **Zona Isla:** A pesar de registrar solo 9 interrupciones, estas acumulan 266,25 horas, con una duración máxima de 106,85 horas. El *SAIDI* asociado es de 1,42 horas. La potencia máxima desconectada fue de 70 [kVA], y el máximo de clientes afectados fue 57. Esta zona, correspondiente a la Isla Caucahué, representa un caso particular por su condición de aislamiento geográfico, lo que podría explicar los prolongados tiempos de recuperación.
5. **Zona Fuera de Concesión:** Se identificaron 14 interrupciones que no corresponden al área principal de análisis, probablemente por errores de georreferenciación o eventos que ocurrieron fuera del alimentador definidos. Estas interrupciones acumulan 471,24 horas de duración total, con una duración máxima de 106,88 horas. El *SAIDI* alcanzó los 1,67 horas, con 205 [kVA] de potencia máxima desconectada y un máximo de 64 clientes afectados.

En resumen, la zona Centro se destaca por la mayor cantidad de eventos registrados, mientras que las zonas Sur y Norte concentran interrupciones de larga duración. La zona Isla, aunque con menor número de eventos, evidencia tiempos de recuperación prolongados. Esta segmentación permite identificar áreas críticas para la instalación de generación distribuida, siendo especialmente relevante en el caso de sectores aislados o con baja redundancia en la infraestructura eléctrica.

Tabla 4.8: Resumen por ubicación de las interrupciones en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Ubicación	N° interrupciones	Duración total [h]	Duración máxima [h]	Potencia máxima [MVA]	Clientes máximos afectados	SAIDI [h]
Norte	23	246,00	119,78	0,76	508	1,57
Centro	178	1563,82	90,09	7,1	1987	14,42
Sur	31	380,73	150,15	0,41	231	1,42
Isla	8	266,25	106,85	0,20	41	1,67

4.4. Conclusiones del Capítulo

El presente capítulo permitió establecer, con base en información real entregada por la empresa distribuidora SAESA, una propuesta técnica para el dimensionamiento de GD orientada a mejorar el indicador de continuidad de suministro *SAIDI* en la comuna de Quemchi. A partir del análisis de los datos de interrupciones ocurridas durante el año 2024, se desarrollaron cuatro metodologías complementarias para estimar los requerimientos de respaldo energético en términos de tiempo de operación anual y capacidad de generación.

En primer lugar, la metodología de cobertura de *SAIDI* crítico permitió identificar un subconjunto reducido de eventos de alta incidencia regulatoria, los cuales podrían ser cubiertos con un sistema que opere durante 327,79 horas anuales y cuente con una potencia mínima de 0,41 [MVA]. Este enfoque representa la alternativa más eficiente desde el punto de vista de cumplimiento normativo, aunque con una cobertura limitada desde la perspectiva energética y social.

En segundo lugar, la estrategia de cobertura de ENS acumulada permitió priorizar eventos de mayor energía no suministrada, resultando en un sistema que debe operar 1.212,75 horas anuales, con una capacidad instalada de hasta 7,1 [MVA]. Si bien más exigente, esta alternativa permite abordar interrupciones de alto impacto energético, entregando una base sólida para justificar inversiones en respaldo desde un criterio técnico de eficiencia.

La tercera metodología, cobertura por clientes afectados, orienta el diseño hacia la maximización del impacto social, priorizando eventos con mayor número de usuarios interrumpidos. Bajo esta estrategia, el sistema deberá operar al menos 481,4 horas anuales con una potencia de 7,1 [MVA], ofreciendo una solución que favorece la equidad y mejora perceptible del servicio eléctrico por parte de la comunidad.

El enfoque estadístico modal, centrado en la frecuencia de los eventos, sugiere un sistema con capacidad para operar 1.270,75 horas al año y una potencia promedio de 0,27 [MVA]. Esta opción, aunque más neutral respecto al impacto individual, resulta particularmente útil para garantizar continuidad frente a eventos habituales, reduciendo la probabilidad de interrupciones menores sin requerir altos niveles de potencia instalada.

Estas estimaciones permiten definir un rango técnico de diseño dentro del cual deberán evaluarse posteriormente las alternativas tecnológicas y económicas más adecuadas para la implementación.

Adicionalmente, el análisis geográfico de las interrupciones permitió identificar zonas críticas dentro de la comuna. La Zona Centro concentra el mayor número de eventos y presenta el *SAIDI* más elevado, lo que la posiciona como una zona prioritaria para la

instalación de GD. Por su parte, las Zonas Sur y Norte muestran eventos de larga duración, lo que indica una alta vulnerabilidad frente a fallas prolongadas. La Isla Caucahué, si bien presenta un número reducido de interrupciones, muestra tiempos de recuperación considerablemente altos, lo que la convierte en un punto estratégico para soluciones de respaldo, especialmente considerando su aislamiento físico.

En consecuencia, la instalación de GD no solo debe considerar los indicadores eléctricos, sino también la distribución geográfica de los eventos, la concentración de clientes y las limitaciones logísticas asociadas a la infraestructura existente.

Capítulo 5

Análisis de Disponibilidad de Recursos y Factibilidad Técnica

El presente capítulo tiene como propósito analizar la viabilidad técnica de diversas tecnologías de generación y respaldo energético para su implementación en la comuna de Quemchi, con el objetivo de aportar soluciones que contribuyan a la mejora de los indicadores de continuidad del suministro eléctrico. Este análisis se estructura a partir del estudio de tres fuentes energéticas consideradas viables en función del recurso disponible: solar fotovoltaica, eólica y generación diésel, además del almacenamiento energético como complemento clave para las tecnologías variables.

El estudio contempla, para cada tecnología, una evaluación detallada de su factibilidad técnica, la cual incluye estimaciones del espacio requerido para su implementación, revisión de modelos de equipos comercialmente disponibles en el mercado, y consideraciones específicas para su instalación en el territorio insular de Quemchi. Asimismo, se incorpora una revisión de las condiciones necesarias para la operación en isla, modalidad bajo la cual estas soluciones deben operar ante contingencias en la red.

En conjunto, este capítulo busca establecer los fundamentos técnicos que permitan, en etapas posteriores, avanzar hacia una evaluación económico-financiera que sustente la toma de decisiones sobre la implementación de soluciones de generación de respaldo para sectores aislados como Quemchi.

5.1. Tecnologías Relevantes en el Contexto Local

Con el propósito de caracterizar los tipos de generación distribuida que podrían implementarse en la comuna de Quemchi, resulta pertinente revisar en primera instancia los recursos energéticos actualmente utilizados por las empresas generadoras de la zona. Al realizar esta verificación, se constata que la comuna de Quemchi no cuenta con ninguna central de generación eléctrica instalada en su territorio, ya sea de tipo convencional, PMG o PMGD. Esta ausencia se extiende también a proyectos de *Net Billing*, de los cuales no se registra ninguna iniciativa declarada en la comuna.

Las instalaciones de generación más cercanas se localizan en otras comunas de la provincia de Chiloé, como se muestra en la Figura 5.1 y se detalla en la Tabla 5.1. En cuanto a

la generación distribuida mediante *Net Billing*, esta se encuentra presente exclusivamente con tecnologías solares, y se ha declarado al menos un proyecto en cada una de las comunas de la provincia, con excepción de Quemchi (véase Figura 5.2 y Tabla 5.2).

Esta información refuerza la necesidad de explorar alternativas viables de generación distribuida para la comuna, considerando tanto la disponibilidad de recursos como el contexto técnico y regulatorio local.

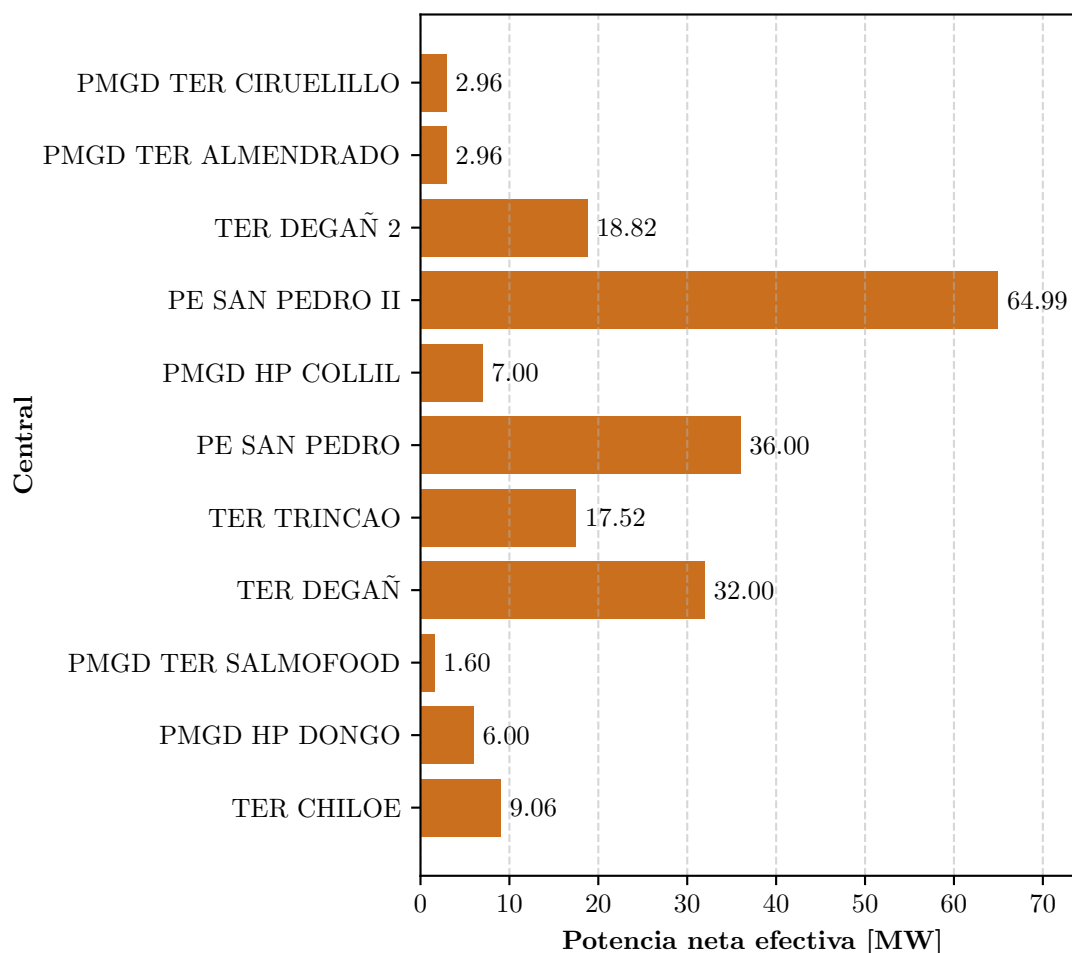


Figura 5.1: Centrales generadoras, PMGD y PMG existente en la provincia de Chiloé en 2025. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.1: Pequeños medios de generación y otras instalaciones en Chiloé. Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Comuna	Fecha Puesta en Servicio	Distribuidora	Tipo	Tecnología	Fuente Energética
TER CHILOE	Quellón	16-07-2008	no aplica	PMG o PMGD	Diésel	Motor de combustión interna
PMGD HP DONGO	Chonchi	14-12-2010	SAESA	PMGD	no aplica	Minihidro de pasada
PMGD TER SALMOFOOD	Castro	31-07-2009	SAESA	PMGD	Diésel	Motor de combustión interna
TER DEGAÑ	Ancud	04-07-2007	no aplica	Instalación de generación	Diésel	Motor de combustión interna
TER TRINCAO	Quellón	21-05-2019	no aplica	Instalación de generación	Diésel	Motor de combustión interna
PE SAN PEDRO	Dalcahue	27-06-2014	no aplica	Instalación de generación	no aplica	Parque eólico
PMGD HP COLLIL	Chonchi	11-11-2014	FRONTEL	PMGD	no aplica	Minihidro de pasada
PE SAN PEDRO II	Dalcahue	20-05-2017	no aplica	Instalación de generación	no aplica	Parque eólico
TER DEGAÑ 2	Ancud	01-04-2022	no aplica	Instalación de generación	Diésel	Motor de combustión interna
PMGD TER ALMENDRADO	Chonchi	11-06-2019	SAESA	PMGD	Diésel	Motor de combustión interna
PMGD TER CIRUELILLO	Ancud	15-11-2019	Saesa	PMGD	Diésel	Motor de combustión interna

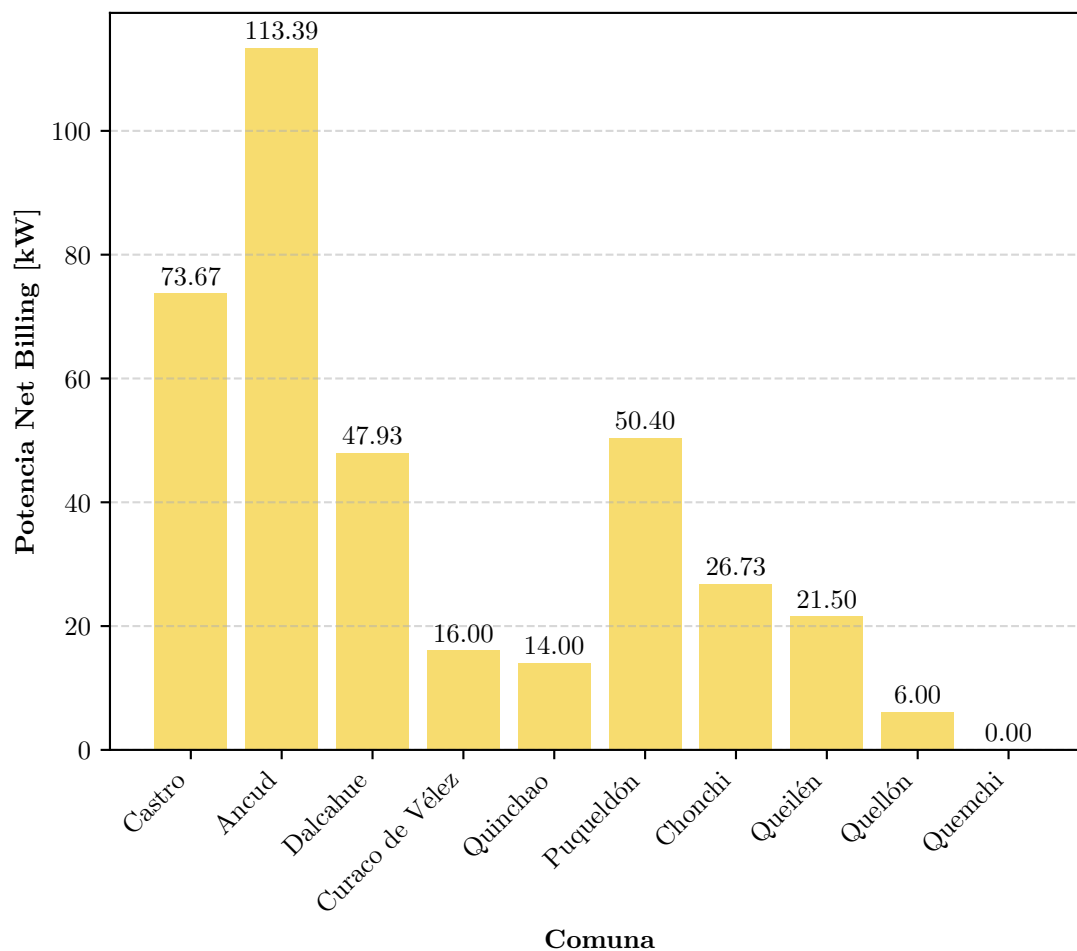


Figura 5.2: Proyectos NetBilling declarados en Chiloé. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.2: Capacidad instalada bajo régimen de Net Billing en la provincia de Chiloé. Fuente: Elaboración propia.

Comuna	Capacidad instalada solar [kW]
Castro	73,67
Ancud	113,39
Dalcahue	47,93
Curaco de Vélez	16,00
Quinchao	14,00
Puqueldón	50,40
Chonchi	26,73
Queilén	21,50
Quellón	6,00
Quemchi	0,00

5.2. Análisis de Recursos

Considerando los antecedentes recopilados sobre la disponibilidad de recursos energéticos en la comuna y su entorno cercano, en esta sección se procederá a analizar las tecnologías de GD que resultan potencialmente aplicables a Quemchi. El objetivo es identificar soluciones factibles desde el punto de vista técnico, territorial y regulatorio, que puedan contribuir efectivamente a la mejora de los indicadores de continuidad de suministro, particularmente el *SAIDI*.

En este contexto, se descartarán aquellas tecnologías que, además de estar ausentes en el desarrollo local, presentan condiciones de implementación desfavorables o incompatibles con el propósito del presente estudio. Es el caso, por ejemplo, de la biomasa, la cual requiere una logística compleja de acopio, transporte y tratamiento del recurso, además de una demanda térmica continua que no se justifica en la comuna. Asimismo, se excluye el uso de gas natural licuado (GNL), ya que no existen redes de distribución ni terminales de abastecimiento cercanos, y su introducción implicaría altos costos de infraestructura y logística que escapan al enfoque distribuido y modular que se busca promover.

Por tanto, el análisis se enfocará en tecnologías que presenten mayor viabilidad, tanto por la existencia de recursos locales, como por la compatibilidad con el perfil de consumo y el modelo de operación en sectores rurales. Dentro de estas alternativas se consideran el diésel (por su alta penetración en sistemas de respaldo), la energía solar fotovoltaica y eólica (por su creciente adopción a nivel nacional y su escalabilidad), y eventualmente la energía hidráulica de pasada a pequeña escala, en caso de identificarse puntos geográficos aptos dentro del territorio comunal.

5.2.1. Potencial Solar

Para comenzar el análisis del potencial solar en la comuna de Quemchi, resulta fundamental considerar el comportamiento térmico de la zona, ya que la temperatura ambiente influye directamente en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. En la Figura 5.3 se presenta el promedio mensual de temperatura registrado a dos metros de altura, de acuerdo con los datos obtenidos desde el Explorador Solar del Ministerio de Energía [31].

Se observa que los meses más cálidos corresponden a enero y febrero, con temperaturas promedio cercanas a los 14,0 [°C]. Posteriormente, se evidencia una disminución progresiva de la temperatura hasta alcanzar su mínimo en el mes de julio, con una media de 7,2 [°C]. A partir de ese punto, la temperatura comienza a aumentar gradualmente hasta cerrar el ciclo anual con el nuevo máximo en enero.

Estas condiciones térmicas, aunque moderadas, reflejan un clima templado frío con fuerte influencia oceánica, característico del archipiélago de Chiloé [32]. Desde la perspectiva del aprovechamiento solar, este perfil térmico no representa un factor crítico negativo por sí solo, ya que temperaturas moderadas pueden incluso favorecer la eficiencia de conversión fotovoltaica (dado que las altas temperaturas reducen el rendimiento de los paneles). Sin embargo, lo que sí limita el potencial solar de Quemchi es la combinación de estas temperaturas con la alta presencia de nubosidad, sombras naturales y una irradiancia global horizontal significativamente inferior a otras zonas del país.

Esta situación ha sido reconocida en instancias oficiales de planificación energética, como se aprecia en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [33], donde se

evidencia que tanto Quemchi como en general, la provincia de Chiloé no se consideran zonas con alto potencial de desarrollo solar, tal como se representa en la Figura C.1

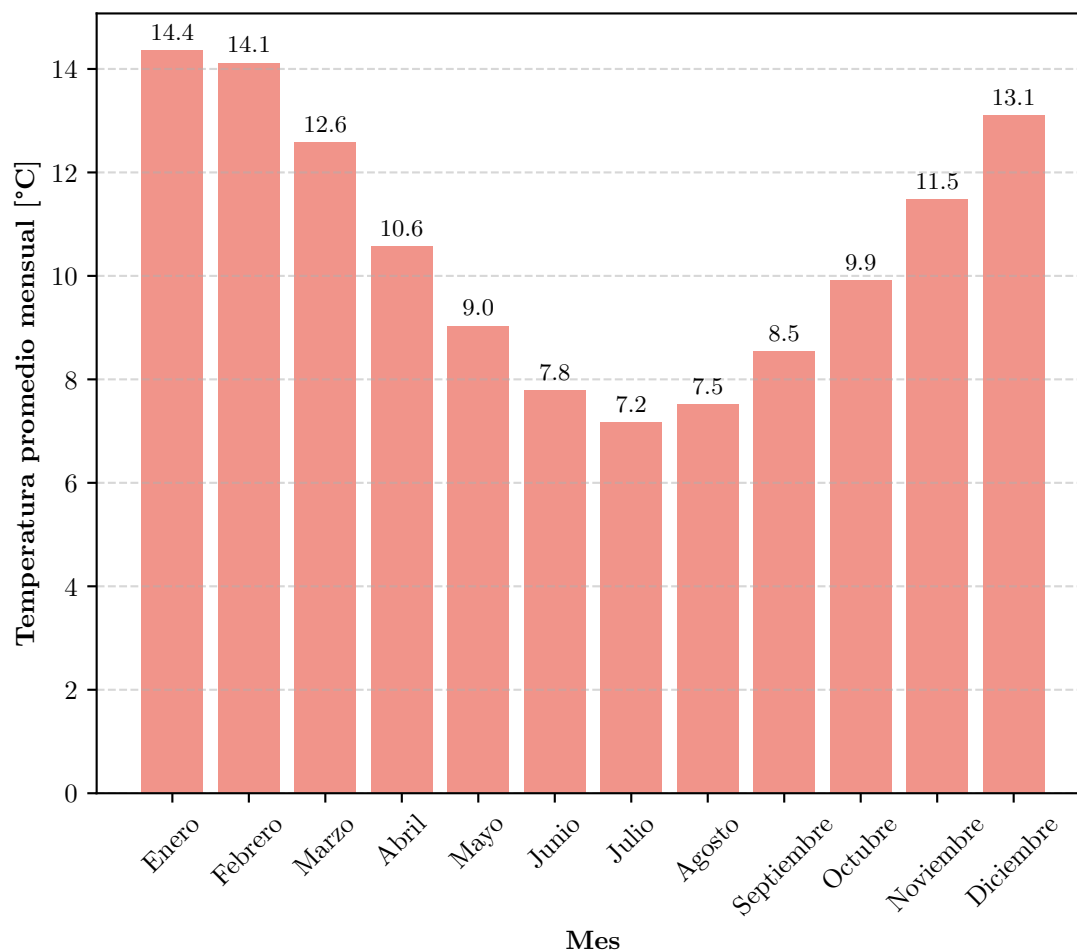


Figura 5.3: Temperatura promedio mensual en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Una de las variables más relevantes para evaluar el potencial solar de una zona es la radiación global horizontal (GHI, por sus siglas en inglés). Esta representa la cantidad total de energía solar recibida por unidad de superficie horizontal, integrando tanto la radiación directa (cuando el sol incide sin obstáculos) como la difusa (proveniente de la dispersión atmosférica). La GHI es especialmente significativa para sistemas fotovoltaicos con inclinación fija o sin seguimiento solar, que es la configuración más común en aplicaciones rurales como las que se podrían implementar en Quemchi.

La Figura 5.4 presenta el comportamiento de la GHI horaria, en todos los meses para Quemchi. Además, la Tabla 5.3 presenta el resumen mensual. Se observa que el valor promedio mensual de GHI alcanza su punto máximo en enero, con 271,23 [W/m²], equivalente a un total diario de 6780,82 [Wh/m²/día]. Este valor decrece progresivamente hasta alcanzar su mínimo en junio, con 42,12 [W/m²], lo que representa tan solo 1052,96 [Wh/m²/día], reflejando la marcada estacionalidad del recurso solar en la zona.

Las horas de mayor irradiancia ("hora *peak*") también muestran una regularidad significativa: en la mayoría de los meses, el mayor valor de irradiancia ocurre alrededor de

las 13:00 horas, coincidiendo con la máxima altura solar. Sin embargo, en los meses de invierno (junio y julio), este pico se retrasa hacia las 15:00 horas, probablemente debido a la menor elevación solar y al efecto de nubosidad durante la mañana. El valor máximo horario también presenta un comportamiento estacional, alcanzando su punto más alto nuevamente en enero y diciembre con valores cercanos a los 755 $[\text{W}/\text{m}^2]$.

Aunque Quemchi dispone de un recurso solar aprovechable durante el verano, su baja irradiancia en invierno y alta variabilidad mensual limitan fuertemente la posibilidad de generar energía solar de manera consistente durante todo el año. Por esta razón, cualquier sistema fotovoltaico en esta zona debería adecuarse a la disponibilidad real del recurso.

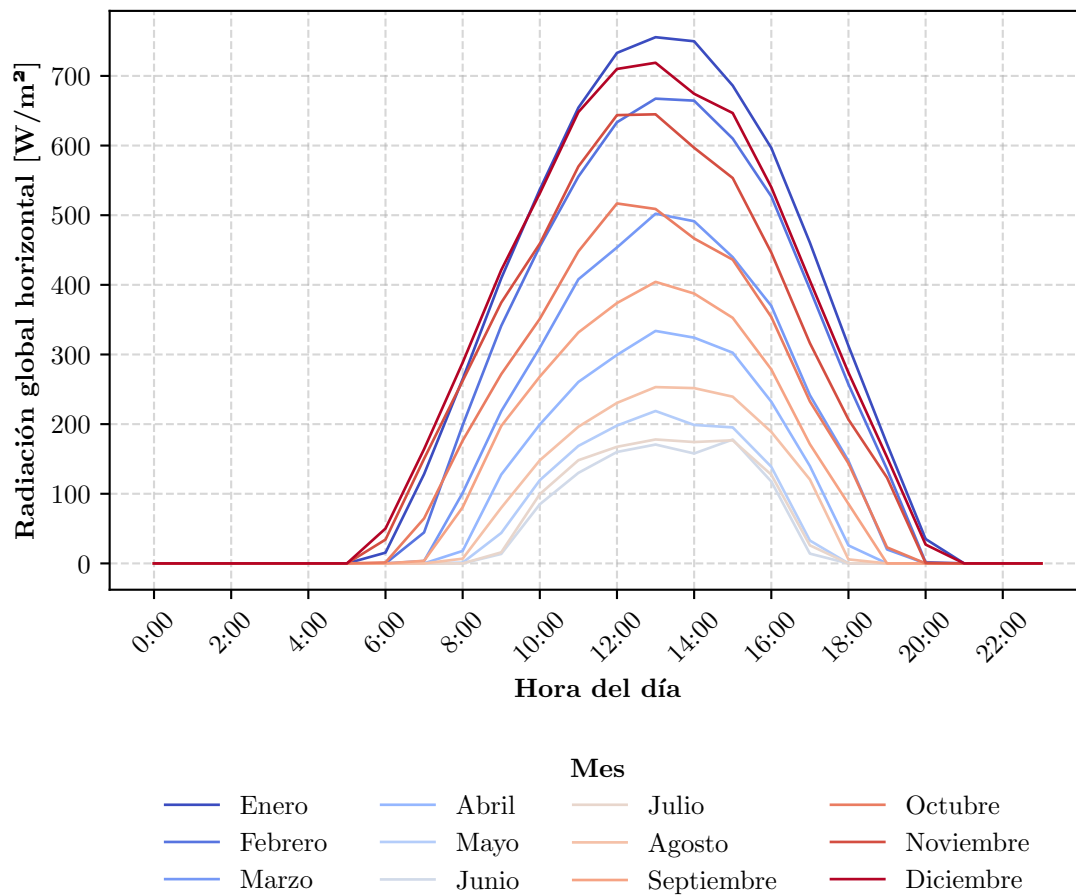


Figura 5.4: Curva horaria promedio mensual de radiación global horizontal en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.3: Resumen mensual de radiación solar horizontal en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Mes	Promedio mensual [W/m^2]	Total diario [$\text{Wh}/\text{m}^2/\text{día}$]	Hora peak	Máximo horario [W/m^2]
Enero	271,23	6780,82	13:00	755,60
Febrero	228,54	5713,59	13:00	667,35
Marzo	154,43	3860,87	13:00	502,14
Abril	94,31	2357,64	13:00	333,83
Mayo	56,32	1404,35	13:00	218,84
Junio	42,12	1052,96	15:00	177,88
Julio	49,55	1238,66	15:00	177,97
Agosto	71,93	1798,36	14:00	253,17
Septiembre	98,27	2456,79	13:00	404,28
Octubre	123,89	3097,34	12:00	516,87
Noviembre	172,43	4302,53	12:00	644,87
Diciembre	239,60	5990,00	13:00	755,60

Para complementar el análisis del recurso solar, se realizó una descomposición de la GHI en sus tres componentes principales: radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada. Esta clasificación permite entender de forma más precisa el tipo de recurso solar predominante en la zona, lo cual es crucial para la selección y dimensionamiento adecuado de sistemas fotovoltaicos.

En la Figura 5.5 se presenta un gráfico de torta que muestra la proporción anual de cada componente en la comuna de Quemchi. Se observa que la radiación directa representa el 67,4 % del total recibido, constituyéndose como el componente dominante. Este valor es positivo, ya que la radiación directa es la más eficiente desde el punto de vista de conversión fotovoltaica.

Por otro lado, la radiación difusa alcanza un 37,2 %, lo cual es consistente con la alta presencia de nubosidad característica de la zona. Este componente adquiere relevancia en contextos donde la radiación directa se ve limitada por condiciones climáticas, como ocurre en muchas comunas de la provincia de Chiloé. Finalmente, la radiación reflejada representa un 3,1 %, siendo un valor esperable considerando la latitud, el tipo de superficie y la cobertura vegetal del entorno.

A pesar del clima nublado, Quemchi mantiene un porcentaje significativo de radiación directa durante el año, lo cual sugiere que el recurso solar es moderado pero aprovechable, especialmente en meses de mayor despeje. No obstante, se recomienda considerar esta distribución al momento de evaluar tecnologías como paneles bifaciales, sistemas de seguimiento solar o soluciones híbridas.

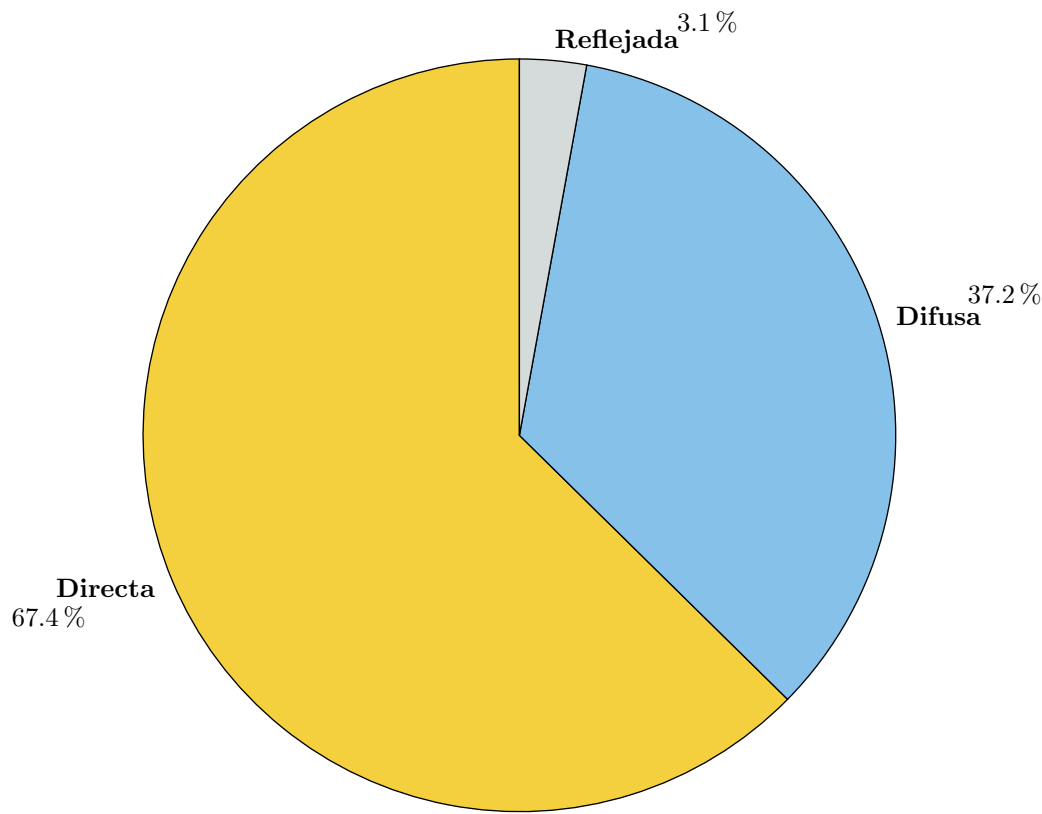


Figura 5.5: Tipos de radiación presentes en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Además de los niveles de irradiancia, es fundamental considerar factores atmosféricos locales que afectan la disponibilidad efectiva del recurso solar. En particular, la presencia de nubes y sombras puede reducir significativamente la radiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos. En la Figura 5.6 se presenta el porcentaje anual horario promedio de nubosidad y de sombras registrado en Quemchi, lo cual permite evaluar el grado de obstrucción solar a lo largo del año.

El análisis revela que la presencia de nubes se mantiene elevada durante gran parte del año, superando el 60 % en varios meses, con un máximo cercano al 72 % en invierno. Este patrón se correlaciona directamente con la caída de irradiancia en los meses más fríos y limita el aprovechamiento de radiación directa. En cuanto a la presencia de sombras, aunque en general se mantiene por debajo del 20 % en horario diurno, también presenta variabilidad mensual asociada a las condiciones atmosféricas y geográficas de la comuna.

La hora con mayor presencia de nubes corresponde a las 12:00 horas, coincidiendo con el mediodía solar, alcanzando una nubosidad promedio de 71,55 %, lo que reduce la efectividad del recurso justamente en el momento de mayor disponibilidad teórica de radiación. Por otro lado, la presencia de sombras alcanza su punto máximo en el rango de las 21:00-05:00 horas, con un 100 %, lo que es esperable debido a la ausencia de radiación solar durante la noche.

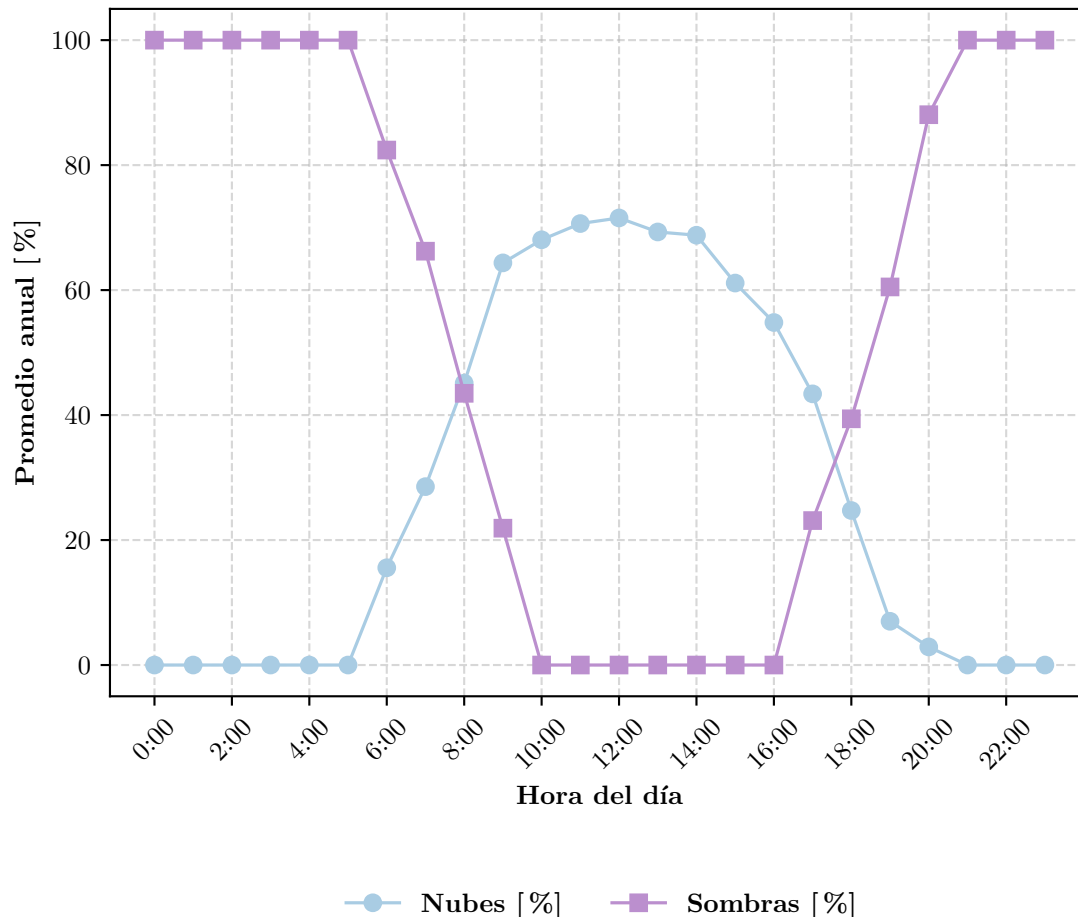


Figura 5.6: Promedio horario de variación de nubes y sombras en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Para completar el análisis del recurso solar en la comuna de Quemchi, es necesario evaluar el factor de planta fotovoltaico estimado en la zona. El factor de planta es un indicador técnico que refleja la relación entre la energía realmente generada por una instalación fotovoltaica durante un período específico (generalmente anual) y la energía que podría haber generado si hubiese funcionado a plena capacidad durante todo el tiempo. En términos prácticos, un alto factor de planta indica un recurso solar abundante, constante y aprovechable, mientras que un factor bajo sugiere limitaciones significativas en la generación efectiva debido a condiciones atmosféricas y geográficas.

En este contexto, un estudio realizado por el Ministerio de Energía de Chile en conjunto con GIZ por encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad de la República Federal de Alemania [34], evaluó diversas configuraciones técnicas y territoriales de paneles fotovoltaicos en distintas zonas del país, desde Arica hasta Chiloé. De este estudio se concluye que Quemchi presenta uno de los factores de planta más bajos a nivel nacional.

Por ejemplo, una instalación fotovoltaica con paneles fijos en Quemchi tendría un factor de planta estimado en el rango mínimo, entre 0,08 y 0,10. Al aplicar restricciones territoriales y condiciones de superficie continua mínima—considerando aspectos como

disponibilidad efectiva de terrenos sin obstáculos naturales o infraestructura cercana—el factor experimenta una ligera mejora, alcanzando valores entre 0,10 y 0,11. Por otro lado, si se considera una configuración con seguimiento solar (paneles que siguen la trayectoria del sol durante el día para maximizar la captura energética), el factor de planta podría alcanzar valores de entre 0,12 y 0,13, aunque en este caso no se observa una mejora clara al aplicar restricciones territoriales.

Finalmente la Tabla 5.4 presenta una síntesis con las conclusiones del potencial solar existente en la comuna de Quemchi.

Tabla 5.4: Resumen del análisis del potencial solar en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Aspecto analizado		Principales resultados y observaciones
Temperatura anual	promedio	Moderada (10,5 °C promedio anual). Mes más cálido: enero (14,4 °C), más frío: julio (7,2 °C). Favorable para rendimiento fotovoltaico, aunque no es determinante.
GHI		Marcada estacionalidad: máximo en enero (271,23 W/m ²), mínimo en junio (42,12 W/m ²). Horas peak: generalmente 13:00 h, excepto junio-julio (15:00 h).
Radiación		Directa: 67,4 %; Difusa: 37,2 %; Reflejada: 3,1 %. Radiación directa dominante, pero presencia significativa de radiación difusa.
Nubes y sombras		Alta nubosidad anual, peak de 72 % en invierno; afecta disponibilidad solar especialmente al mediodía (12:00 h). Impacto en horario diurno ($\leq 20\%$).
Factor de planta		Mínimo a nivel nacional. Paneles fijos: 0,08–0,10; con restricciones: 0,10–0,11; Seguimiento solar: 0,12–0,13, sin mejoras claras al aplicar restricciones territoriales.
Conclusión general		Potencial solar limitado por alta estacionalidad, nubosidad y baja irradiancia anual. Recomendable utilizar tecnologías híbridas, sistemas con almacenamiento o respaldo energético.

5.2.2. Potencial Eólico

Para describir el potencial eólico en la comuna de Quemchi, se utilizaron datos provenientes del Explorador Eólico [35], una herramienta desarrollada por el Ministerio de Energía de Chile y actualizada en el año 2018. En particular, se empleó el modelo denominado RECON 1980–2017, el cual proporciona una reconstrucción de series de viento de alta resolución espacial y temporal.

La base de datos del Explorador Eólico está generada mediante la implementación del modelo numérico de mesoescala WRF (*Weather Research and Forecasting*). Este modelo, desarrollado por un consorcio de agencias gubernamentales y universidades de Estados Unidos, representa el estado del arte en simulación atmosférica y ha sido ampliamente utilizado en el sector de la energía eólica, tanto para la caracterización de recursos como para la predicción de generación [36].

El WRF ha sido diseñado para resolver fenómenos de la mesoescala y microescala, permitiendo alcanzar resoluciones espaciales de hasta unos cientos de metros, dependiendo de los recursos computacionales disponibles. Gracias a su robustez y flexibilidad, el modelo se constituye como una herramienta confiable para caracterizar el recurso eólico de manera realista, especialmente en zonas de compleja orografía como la región de Chiloé [36].

La Figura 5.7 muestra la evolución de la velocidad promedio anual del viento para diferentes alturas (80 [m], 100 [m], 120 [m], 140 [m], 160 [m] y 180 [m]) en la comuna de Quemchi, para el período comprendido entre 1980 y 2017. El recurso eólico presenta una estabilidad interanual, es decir, la velocidad promedio anual de viento, independientemente de la altura, varía en un rango relativamente acotado, con fluctuaciones de alrededor de $\pm 0,5$ [m/s] respecto al promedio de largo plazo.

No se identifican ni tendencias crecientes ni decrecientes significativas en la serie de datos. Esta estabilidad resulta ser un indicador positivo para la proyección de generación eólica a largo plazo. Como era de esperar, a medida que se incrementa la altura, también aumenta la velocidad promedio anual del viento (a 80 [m] la velocidad promedio anual oscila entre 6,0 y 6,8 [m/s] y para 180 [m] la velocidad promedio anual se sitúa en torno a 7,5–8,0 [m/s]).

La distancia entre las curvas correspondientes a distintas alturas se amplía ligeramente a medida que se asciende, lo cual refleja la disminución del efecto de fricción superficial (rugosidad) con la altura. Además, las oscilaciones anuales son coherentes entre todas las alturas, es decir, los años de mayor o menor velocidad afectan de forma similar a todas las alturas analizadas.

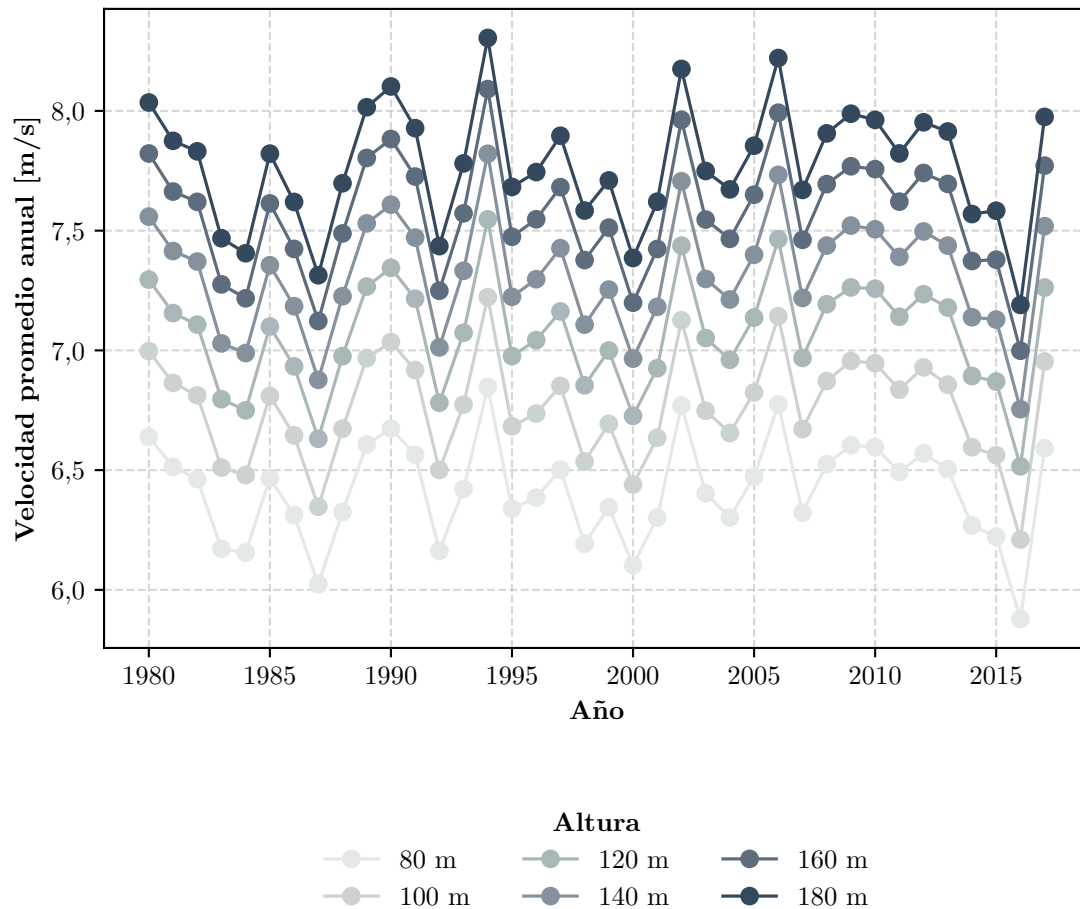


Figura 5.7: Variación anual de la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Para complementar el análisis, La Figura [5.8](#) muestra la evolución de la velocidad promedio mensual del viento en la comuna de Quemchi para las mismas alturas analizadas de manera anual.

Se presencia una fuerte estacionalidad del recurso eólico. Los valores más bajos de velocidad promedio se registran consistentemente en los meses de verano austral (especialmente en enero), mientras que los valores más altos se alcanzan durante los meses de invierno (principalmente en agosto).

La diferencia entre los meses de mayor y menor velocidad es aproximadamente de 1,7 a 2,0 [m/s] para cada altura. Esto representa una variabilidad moderada que debe ser considerada en la planificación de generación, pero que sigue siendo compatible con operaciones estables de turbinas modernas.

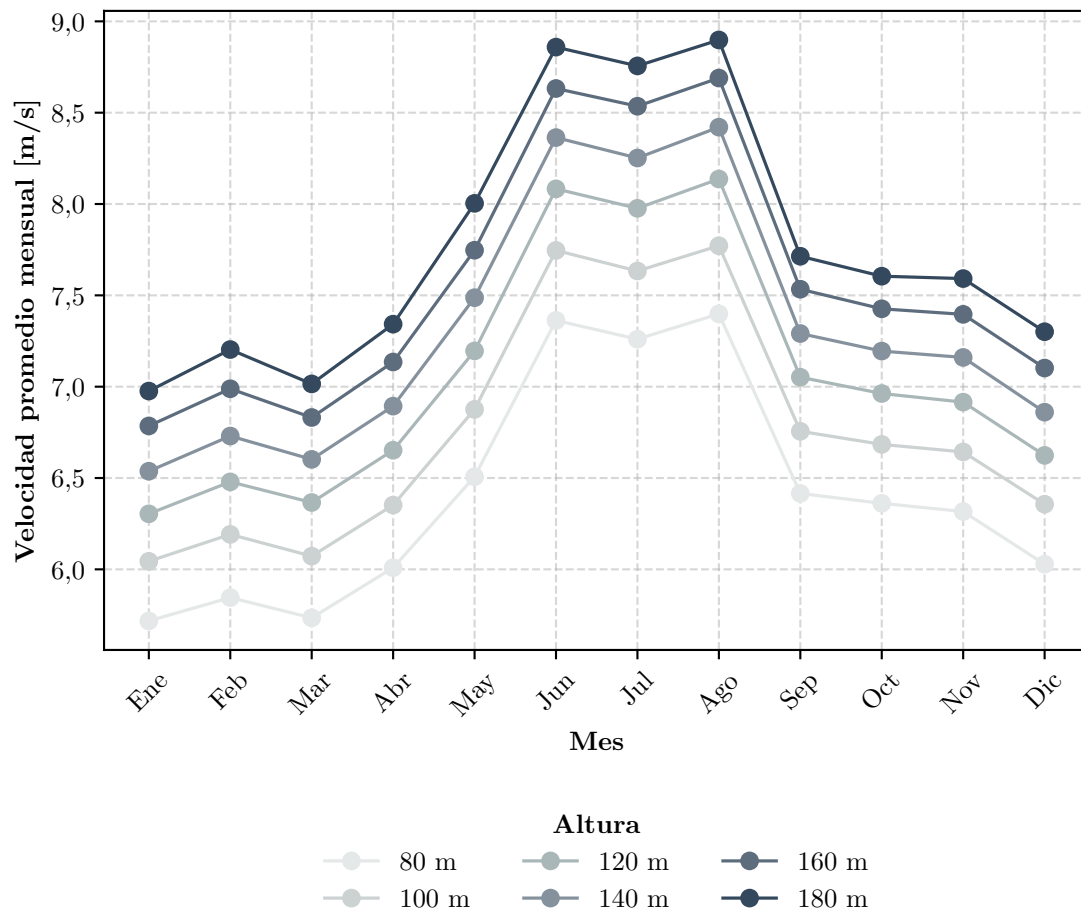


Figura 5.8: Variación mensual de la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Para complementar el análisis del comportamiento eólico anual y estacional, se analiza a continuación la variación diaria promedio de la velocidad del viento para las distintas alturas del estudio. La Figura 5.9 permite identificar los horarios de mayor intensidad del recurso, información relevante para la operación de sistemas de generación eólica en Quemchi.

La velocidad del viento muestra una evolución diaria similar a todas las alturas, caracterizada por un incremento progresivo desde las primeras horas de la tarde, alcanzando su máximo alrededor de las 22:00 horas. Para todas las alturas analizadas, la hora de mayor velocidad promedio corresponde a las 22:00 horas (véase Tabla 5.5). Este comportamiento nocturno es típico de zonas costeras o insulares, donde el enfriamiento del territorio respecto al océano favorece flujos de brisa marina más intensos en horas nocturnas.

La diferencia entre la velocidad mínima y máxima a lo largo del día es moderada, lo cual sugiere que el viento en Quemchi tiene una componente relativamente constante, favorable para la generación de energía continua.

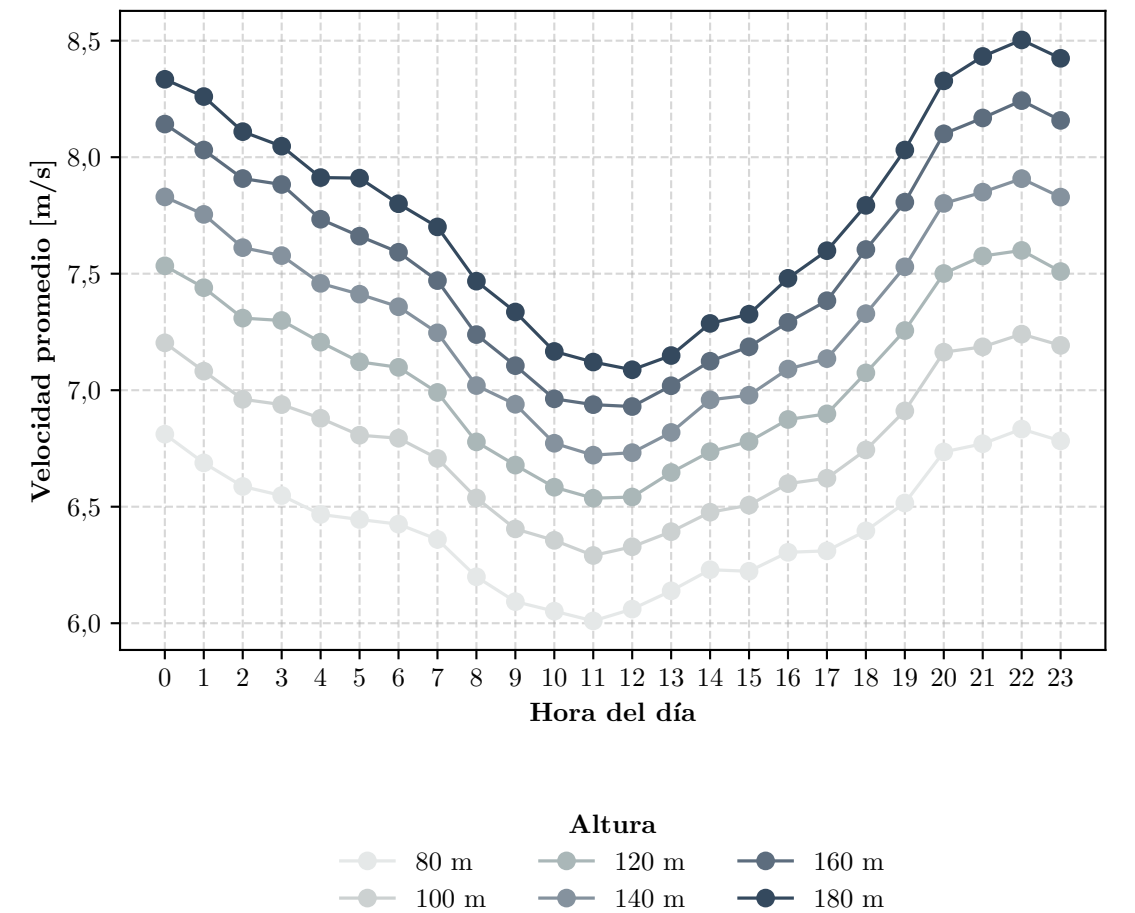


Figura 5.9: Perfil diario de la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.5: Resumen del perfil horario promedio diario de la velocidad de viento en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Altura [m]	Hora de máxima velocidad	Velocidad máxima horaria [m/s]	Velocidad promedio diaria [m/s]
80	22:00	6,83	6,42
100	22:00	7,24	6,76
120	22:00	7,60	7,07
140	22:00	7,91	7,32
160	22:00	8,24	7,57
180	22:00	8,50	7,78

La Figura 5.10 presenta las rosas de viento para las distintas alturas. Estas gráficas permiten identificar las direcciones predominantes del flujo de viento y su distribución de intensidad.

En todas las alturas, el viento proviene principalmente de dos sectores:

- Desde el sur (180°) — muy dominante.
- Desde el noroeste (300°).

Esta consistencia direccional entre alturas es muy favorable, ya que simplifica la planificación del *layout* de aerogeneradores y maximiza la eficiencia de captura de energía.

El sector sur (alrededor de 180°) muestra la mayor frecuencia de viento en todas las alturas. Esto sugiere la influencia de flujos oceánicos o corrientes de viento marinas típicas en zonas insulares.

A medida que se asciende desde 80 hasta 180 [m] se mantiene la predominancia sur y noroeste y la contribución de otras direcciones (por ejemplo, suroeste o sudoeste) empieza a ser ligeramente más visible. Esto sugiere una apertura angular a mayores alturas, lo cual puede favorecer una distribución más uniforme de flujos en el aerogenerador.

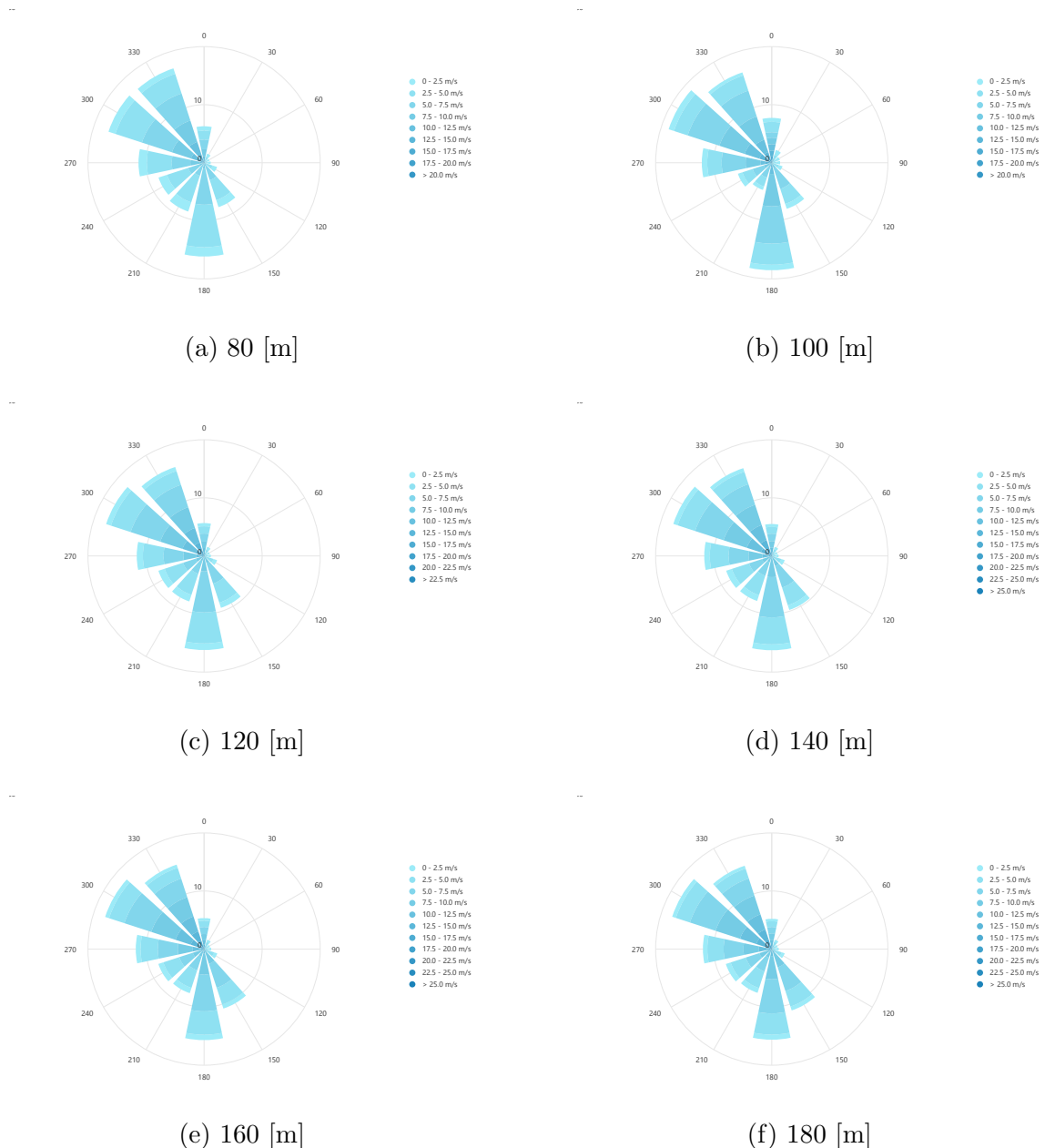


Figura 5.10: Rosa de los vientos para alturas de estudio de potencial eólico en Quemchi. Fuente: [35].

La distribución de Weibull es una función estadística frecuentemente utilizada para modelar el comportamiento de la velocidad del viento en estudios de recurso eólico [37]. Su flexibilidad permite describir distintas formas de distribución de viento dependiendo de dos parámetros clave: el parámetro de forma k y el parámetro de escala c .

La función de densidad de probabilidad de Weibull se presenta en la ecuación (5.1). Donde v corresponde a la velocidad del viento en [m/s], k el parámetro de forma (sin unidades) y c el parámetro de escala en [m/s].

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5.1)$$

Los parámetros k y c se estimaron utilizando un ajuste de curva numérica en Python (*scipy.stats.weibull_min.fit*).

La Figura 5.11 muestra la distribución de Weibull ajustada para la velocidad del viento en Quemchi para alturas correspondientes. Los resultados obtenidos (véase Tabla 5.6) indican valores de k cercanos a 2, lo que representa un viento moderadamente constante, y valores de c en ascenso con la altura, evidenciando mejores condiciones eólicas a medida que se incrementa la elevación del aerogenerador.

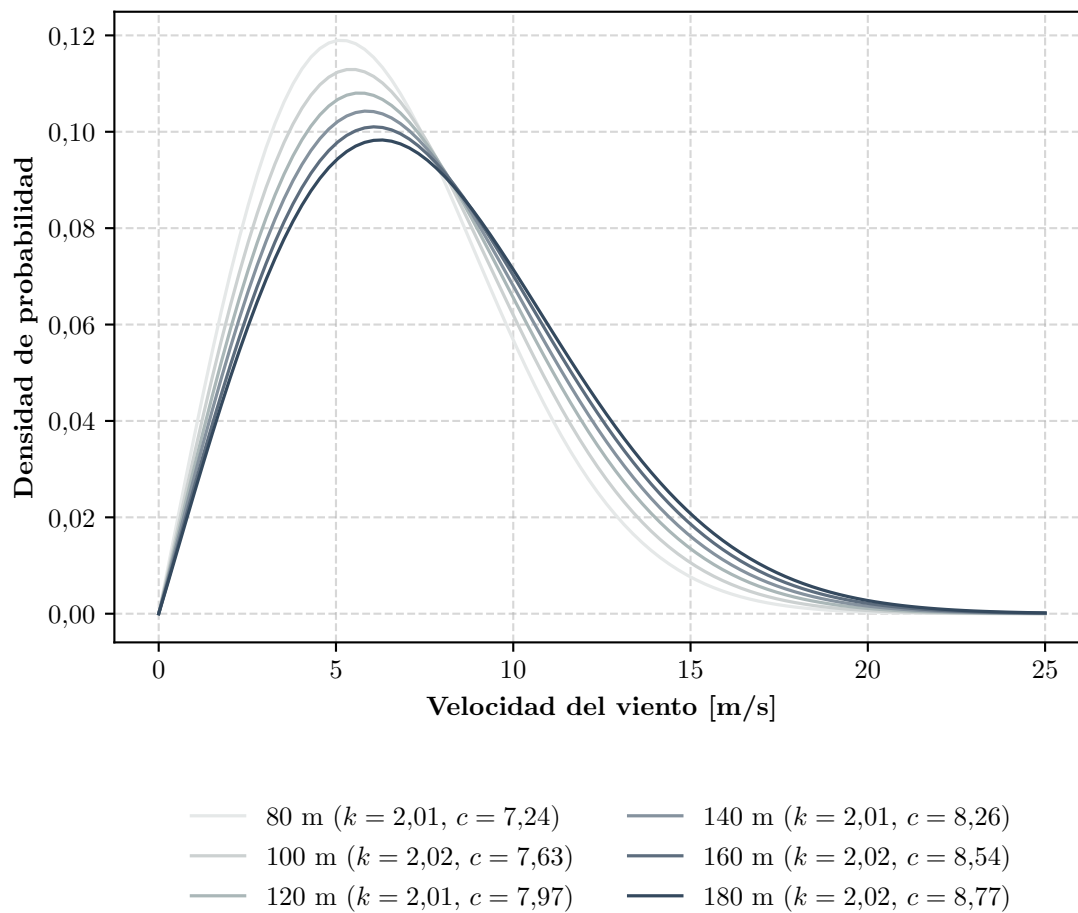


Figura 5.11: Distribución de Weibull la velocidad del viento en función de la altura en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.6: Parámetros de distribución de Weibull para distintas alturas en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Altura [m]	Parámetro k (forma)	Parámetro c (escala) [m/s]
80	2,01	7,24
100	2,02	7,63
120	2,01	7,97
140	2,01	8,26
160	2,02	8,54
180	2,02	8,77

Para finalizar el análisis del recurso eólico en la comuna de Quemchi, resulta pertinente considerar el factor de planta estimado para la zona. De acuerdo con el estudio [34], el factor de planta promedio para la Isla Grande de Chiloé es uno de los más altos a nivel nacional, alcanzando un valor de 0,39, solo superado por las zonas de Taltal (0,41) y la Región de Valparaíso (0,40).

No obstante, al realizar un desglose más detallado que considera la capacidad instalable efectiva y la cartera real de proyectos, el factor de planta promedio estimado para la Isla Grande de Chiloé desciende a 0,34. A pesar de esta reducción, la isla se mantiene como uno de los territorios de mejor rendimiento eólico dentro del país [34].

Sin embargo, es importante recalcar que este alto factor de planta se debe, en gran medida, a la influencia de los vientos costeros provenientes del oeste y al paso frecuente de sistemas frontales, los cuales impactan principalmente en la franja occidental de la isla.

Considerando que la comuna de Quemchi se encuentra ubicada en el sector este de la Isla Grande, alejada de la costa abierta, el recurso eólico disponible en esta zona sería menor en comparación con los sectores directamente expuestos al océano. Por este motivo, se estima que el factor de planta realista para Quemchi se ubicaría en un rango más acotado, aproximadamente entre 0,21 y 0,30 [34].

Finalmente la Tabla 5.7 presenta una síntesis con los aspectos esenciales y conclusiones relevantes del análisis del potencial eólico en la comuna de Quemchi.

Tabla 5.7: Resumen del análisis del potencial eólico en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Aspecto analizado	Resultados y observaciones
Velocidad promedio anual	6,42–7,78 [m/s] (entre 80–180 [m]); incremento sostenido con la altura.
Variabilidad estacional	Alta: invierno (máximo en agosto), verano (mínimo en enero).
Dirección predominante	Sur (180°) y Noroeste (300°); estable en todas las alturas.
Perfil horario promedio	Máxima velocidad promedio registrada a las 22:00 horas.
Factor de planta estimado	Entre 0,21–0,30 en Quemchi, dependiendo de la altura y la curva de potencia utilizada.
Conclusión general	Potencial eólico moderado-alto, viable mediante aerogeneradores adaptados a vientos medios, aprovechable especialmente en meses de invierno.

5.2.3. Potencial Hidroeléctrico

Para comenzar el análisis del potencial hidroeléctrico en la comuna de Quemchi, resulta necesario describir los tipos de derechos de aprovechamiento de aguas presentes, ya que estos condicionan directamente la viabilidad legal y técnica de proyectos de generación hidroeléctrica.

Según la legislación chilena (Código de Aguas) [38], los derechos de aprovechamiento se clasifican en las siguientes categorías:

1. Derechos consuntivos y no consuntivos.

- a) Derecho consuntivo: faculta a su titular a consumir totalmente las aguas en cualquier actividad, sin obligación de restituirlas al cauce (Artículo 13 del Código de Aguas) [38].
- b) Derecho no consuntivo: permite utilizar el agua sin consumirla, debiendo restituirla posteriormente al curso de agua, conforme a las condiciones establecidas en el acto constitutivo (Artículo 14 del Código de Aguas) [38].

En ambos casos, la extracción o restitución de las aguas debe realizarse de manera que no se perjudique los derechos preexistentes de terceros, manteniendo la cantidad, calidad, substancia y oportunidad de uso.

2. Derechos permanentes y eventuales.

- a) Derecho de ejercicio permanente: permite el uso del agua de forma continua en la dotación asignada, salvo en casos de insuficiencia de la fuente, donde el caudal se reparte proporcionalmente entre los usuarios (Artículo 17 Código de Aguas) [38].
- b) Derecho de ejercicio eventual: autoriza el uso del agua solo cuando existe un sobrante en el caudal matriz después de abastecidos todos los derechos permanentes (Artículo 18 Código de Aguas) [38].

3. Derechos continuos, discontinuos y alternados

- a) Derecho de ejercicio continuo: permite el uso ininterrumpido del agua durante todo el día.
- b) Derecho de ejercicio discontinuo: restringe el uso del agua a períodos específicos del día.
- c) Derecho de ejercicio alternado: implica el uso del agua mediante turnos sucesivos entre varios titulares (Artículo 19 Código de Aguas) [38].

En la comuna de Quemchi, de acuerdo a los registros disponibles de la Dirección General de Agua del Ministerio de Obras Públicas en la herramienta del Explorador Hidroeléctrico [39], existen 60 derechos de aprovechamiento consuntivos, los cuales actualmente se encuentran sin ejercicio. Esto implica que, si bien están constituidos, no se están utilizando efectivamente. Por otra parte, se registran 14 derechos de aprovechamiento no consuntivos, los cuales, en principio, podrían ser más pertinentes para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, dado que su naturaleza exige la restitución del caudal utilizado.

Esta información resulta relevante ya que para la instalación de un proyecto hidroeléctrico —especialmente de tipo de pasada o pequeña escala— es fundamental contar con derechos de agua no consuntivos vigentes y ejercidos, que garanticen tanto la disponibilidad como la continuidad del recurso.

La comuna de Quemchi, al igual que el resto del archipiélago de Chiloé, presenta condiciones hidrográficas particulares derivadas de su naturaleza insular. A diferencia del continente, donde los ríos y acuíferos suelen alimentarse de los deshielos cordilleranos, en Chiloé no existen aportes de origen glaciar. En su lugar, el abastecimiento de agua dulce depende fundamentalmente de la precipitación pluvial acumulada en sistemas de humedales conocidos como turberas [40].

Desde el punto de vista hidrográfico, la cuenca de Quemchi está constituida por la Isla Grande de Chiloé y un conjunto de pequeñas islas adyacentes. El sistema hidrográfico presenta un desarrollo corto, caracterizado por la presencia de ríos de pequeña extensión y bajo caudal que desaguan directamente en el mar interior. Aunque la pluviosidad anual de la zona es elevada, los ríos no alcanzan caudales significativos debido a lo reducido de sus hoyas hidrográficas y la escasa altura de los terrenos que drenan [40].

La hidrografía local responde principalmente a los flujos provenientes de la cordillera de la Costa, en el sector occidental de la Isla Grande, que se dirigen hacia el este desembocando en el mar interior. Los cursos de agua de mayor relevancia en la comuna son el río Colu y el estero Aucho, aunque ambos presentan caudales limitados y características de regímenes pluviales directos, sin acumulaciones importantes [40].

Este escenario ha sido corroborado por los resultados obtenidos a partir del Explorador Hidroeléctrico del Ministerio de Energía [39]. Según esta fuente, Quemchi no presenta potencial identificado para la instalación de centrales hidroeléctricas de pasada, ni proyectos de hidroeléctricas de bombeo costeras ni continentales. Esta falta de potencial responde directamente a la escasa disponibilidad de caudales permanentes, las reducidas pendientes topográficas y la limitada acumulación de agua en la comuna.

De este modo, aunque Quemchi cuenta con cobertura suficiente para el abastecimiento de agua potable de su población, el potencial hidroeléctrico de la comuna es bajo. Las oportunidades de aprovechamiento energético del recurso hídrico son limitadas y con una falta de sustento técnico en cuanto a recursos disponibles para su implementación.

Finalmente la Tabla 5.8 presenta los aspectos concluyentes del potencial hidroeléctrico para la comuna de Quemchi.

Tabla 5.8: Resumen del análisis del potencial hidroeléctrico en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Aspecto analizado	Resultados y observaciones
Sistema hidrográfico	Ríos cortos y de bajo caudal que desembocan directamente al mar.
Fuente principal de agua	Precipitación pluvial acumulada en turberas, sin aporte de deshielos.
Disponibilidad de caudales	Limitada; sin cuencas importantes, caudales reducidos y estacionales.
Resultados del Explorador Hidroeléctrico	No se identifica potencial para centrales de pasada ni de bombeo costero o continental.
Conclusión general	Potencial hidroeléctrico limitado; inviable para desarrollo local debido a escasez de recurso fuente.

5.2.4. Potencial Diésel

El petróleo diésel es un combustible fósil ampliamente utilizado en el territorio nacional, tanto para transporte como para generación eléctrica en zonas rurales o aisladas. En términos generales, el acceso al consumo de diésel es relativamente fácil en la mayoría de las comunas del país, gracias a la extensa red de distribución y abastecimiento desarrollada por empresas energéticas.

Sin embargo, la comuna de Quemchi, al estar localizada en una zona insular, requiere de un análisis más específico, dada su geografía fragmentada, dependencia del transporte marítimo y menor densidad de infraestructura energética.

De acuerdo con el Informe Regional de Energía Abierta [41], el consumo per cápita promedio de diésel en la Región de Los Lagos es de aproximadamente 90,72 litros mensuales, lo cual da cuenta de una demanda significativa y constante del combustible en el territorio, considerando que solo es superada por la región de Tarapacá, Antofagasta, Atacama y Aysén. No obstante, dicho consumo se concentra en las comunas continentales y urbanas, mientras que la logística de distribución en comunas insulares como Quemchi es más compleja y costosa.

Para evaluar la disponibilidad local del recurso, se consideró la ubicación de almacenes y centros de distribución de combustibles cercanos a la comuna. Según el Mapa de Infraestructura Energética de Energía Abierta [42], el almacén de combustibles más cercano a Quemchi se ubica en la comuna de Calbuco, específicamente en la planta Pureo, perteneciente a la empresa COPEC. Esta instalación, que opera como punto de acopio y distribución de combustibles líquidos, se encuentra en las cercanías del cruce marítimo hacia Chiloé, lo que la posiciona como un nodo logístico relevante para el abastecimiento de la isla.

La distancia estimada entre esta planta y Quemchi es de aproximadamente 2 horas y 30 minutos, considerando el traslado marítimo y terrestre (véase Figura 5.12). A pesar de que este trayecto no es excesivamente extenso, sí implica una dependencia estructural del transporte marítimo, lo cual puede influir en la regularidad y el costo del suministro, especialmente en condiciones climáticas adversas o factores de FM.

Adicionalmente, la plataforma Energía Abierta no reporta la existencia de una estación

de servicio (gasolinera) dentro del territorio comunal de Quemchi. No obstante, en la plataforma Bencina en Línea de la CNE [43] sí se localiza una estación de servicio.

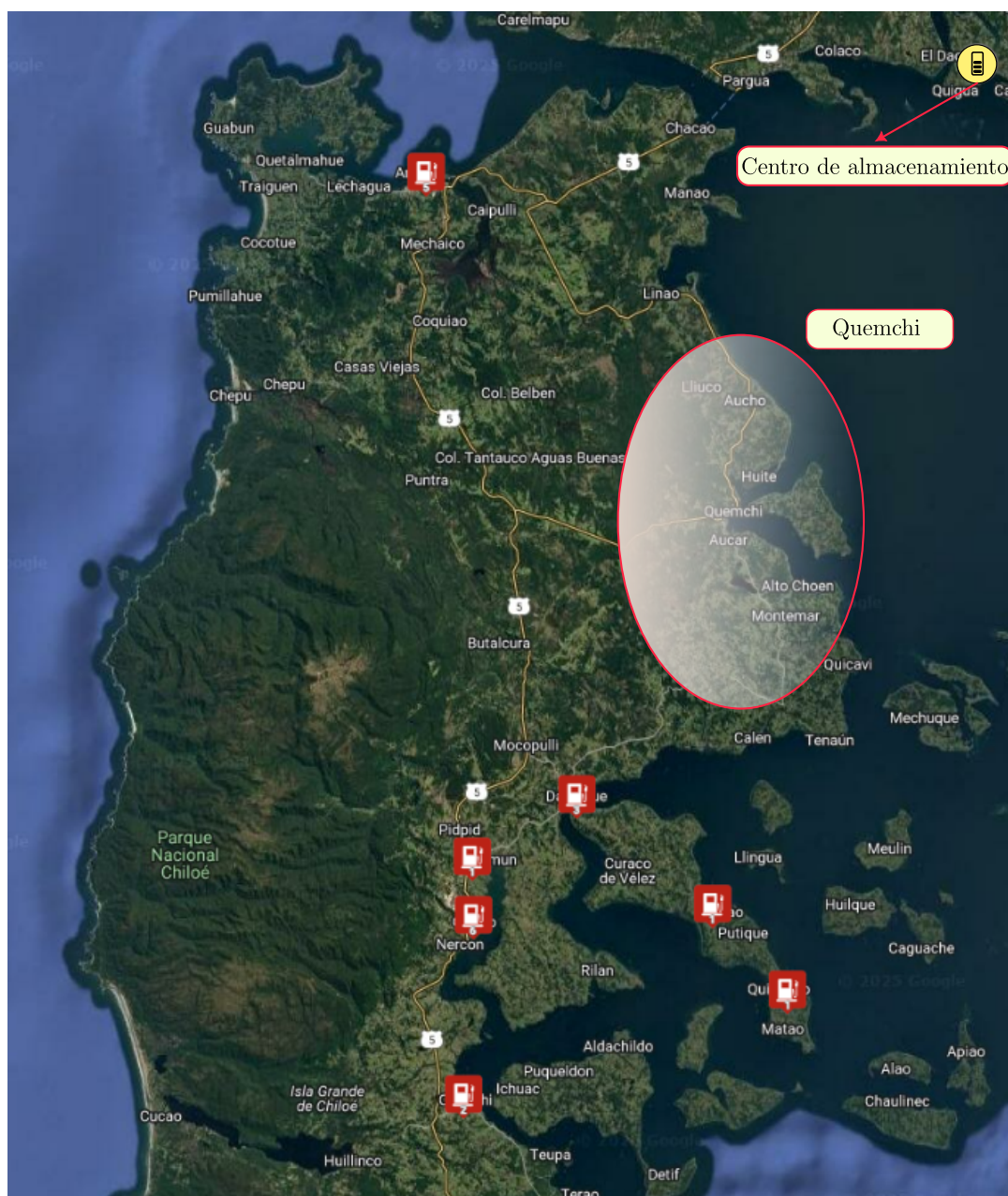


Figura 5.12: Ubicación de centro de almacenamiento de combustible y gasolineras ubicadas en Chiloé. Fuente: Elaboración propia a partir de [42].

Como se mencionó anteriormente, la plataforma Bencina en Línea [43], herramienta oficial de monitoreo de precios de combustibles en Chile, registra la existencia de una estación de servicio en la comuna de Quemchi, operada por la empresa Petrobras. Esta gasolinera se encuentra ubicada en la ruta W-21, en las cercanías del núcleo urbano de la comuna, lo que confirma que Quemchi sí dispone de un punto local de abastecimiento de diésel, a diferencia de lo reportado en otras plataformas como Energía Abierta.

En la Figura 5.13, se muestra la variación del precio del petróleo diésel registrado en esta estación entre el 10 de febrero y el 28 de abril de 2025. Esta información permite estimar el costo real del recurso en la comuna, fundamental para evaluar la viabilidad económica de la generación eléctrica mediante diésel.

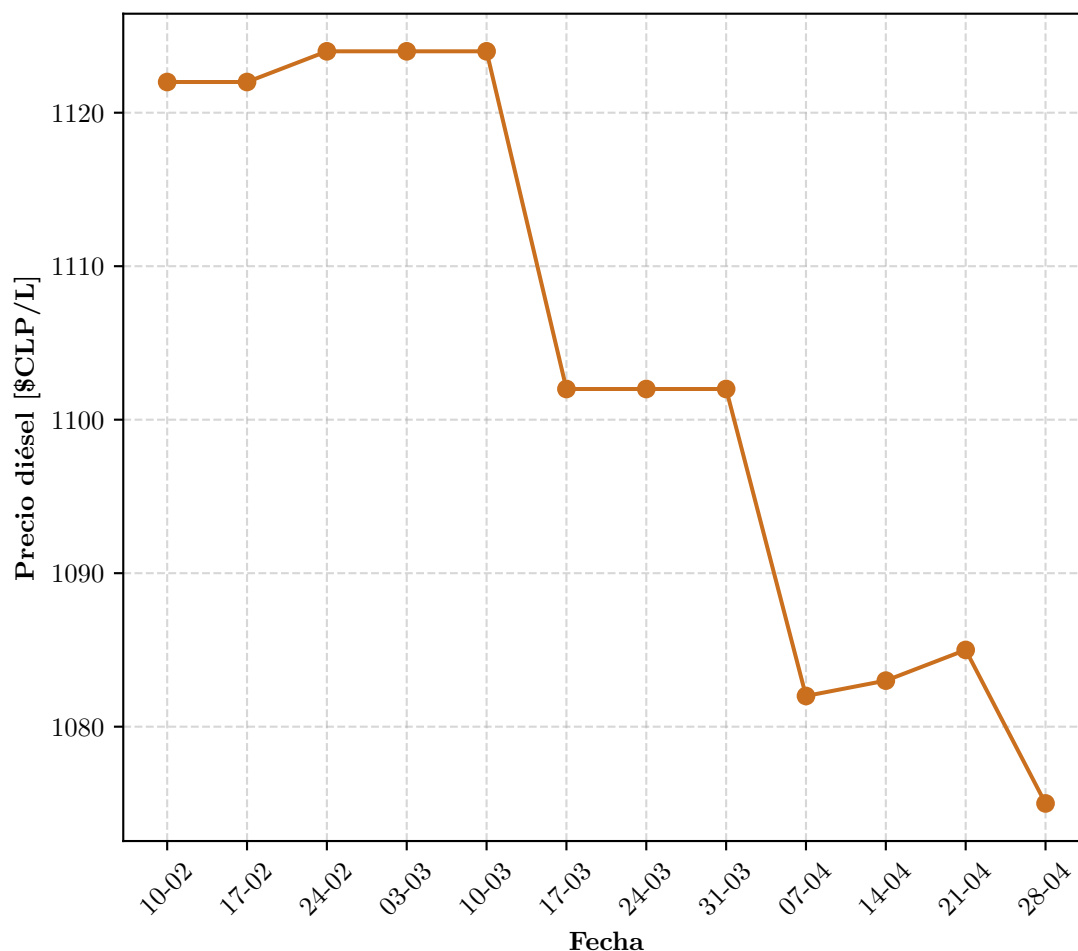


Figura 5.13: Variación de precio en el petróleo diésel para estación Petrobras ubicada en comuna de Quemchi entre febrero y abril del 2025. Fuente: Elaboración propia a partir de [43].

Tal como se observa en la Figura 5.13, el precio del petróleo diésel en la comuna de Quemchi presenta una disminución significativa a partir de la semana del 17 de marzo de 2025, pasando de \$1.124 a \$1.102 [CLP/L]. Esta baja forma parte de una tendencia descendente que se mantiene hasta fines de abril.

Esta variación se encuentra respaldada por el anuncio realizado por el Ministerio de Hacienda y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), quienes comunicaron una caída importante en los precios de los combustibles a contar del jueves 13 de marzo [44]. En dicho informe, se confirmó que el precio del diésel se reduciría en 21,5 CLP por litro, reflejando condiciones favorables en los mercados internacionales y una disminución del tipo de cambio.

Entre los principales factores económicos que explican esta baja, destacan:

- La caída sostenida del dólar estadounidense frente al peso chileno durante la semana previa, lo que redujo el costo de importación de combustibles, los cuales están denominados en dólares.
- La referencia a los precios de importación del diésel en la costa del Golfo de EE.UU., principal mercado de referencia para Chile.
- La acción del Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles (MEPCO) y el Fondo de Estabilización del Precio del Petróleo (FEPP), que permiten suavizar las fluctuaciones más abruptas en los valores.

A esto se suma un nuevo ajuste realizado el 03 de abril, donde ENAP anunció una segunda baja en el precio del diésel de 19,7 CLP/L [45], como parte del ciclo de revisión de precios que ocurre cada tres semanas.

En conjunto, estas medidas explican la disminución observada en la serie de precios para Quemchi, la cual desciende desde \$1.124 CLP/L en marzo hasta \$1.075 CLP/L al cierre de abril. Esta caída de 49 CLP/L en poco más de un mes representa una reducción cercana al 4,4 %, lo que puede tener un impacto relevante en los costos operativos de sistemas de generación diésel a pequeña escala.

Si bien la comuna de Quemchi cuenta con acceso a diésel a través de distribuidores regionales y una estación de servicio local, la condición insular de la Isla Grande de Chiloé la hace estructuralmente vulnerable a interrupciones en el suministro de combustible, particularmente en escenarios de bloqueo social, alta demanda o dificultades logísticas.

Durante los últimos años se han registrado al menos dos eventos críticos que evidencian esta fragilidad:

1. Crisis de la marea roja (mayo de 2016) [46]: Durante el mes de mayo de 2016, en el contexto de las protestas sociales por la crisis sanitaria provocada por la marea roja, se produjo el bloqueo del canal de Chacao, principal vía de conexión marítima entre el continente y la Isla Grande de Chiloé. Este corte de conectividad afectó gravemente el abastecimiento de bienes esenciales, incluyendo el combustible para uso vehicular y generación eléctrica.

La imposibilidad de trasladar combustibles desde el continente provocó escasez crítica en las estaciones de servicio, afectando directamente la movilidad, las faenas productivas locales, y aumentando el riesgo operativo en instalaciones dependientes del diésel como fuente de respaldo.

2. Advertencia del Coordinador Eléctrico Nacional (febrero de 2022) [47]: En febrero de 2022, el CEN emitió una advertencia formal sobre el riesgo de déficit de suministro eléctrico en Chiloé, debido a una reducción en la disponibilidad de combustible diésel para centrales generadoras del sur del país. Según lo informado en un hecho esencial enviado a la SEC, varias centrales térmicas experimentaron limitaciones operativas severas. Entre los casos más críticos:

- La central Altilhue redujo su capacidad desde 95 [MW] a solo 14,6 [MW].
- La central Trapén pasó de 81 [MW] a solo 25 [MW] disponibles.
- La central Degañ, ubicada en la zona cercana a Quemchi, también presentó reducciones en su potencia por falta de combustible.

El CEN explicó que la disminución en el suministro se debió a una combinación de factores:

- Licencias médicas y ausentismo de conductores asociados a la pandemia de COVID-19.
- Aumento estacional del consumo en la zona por la alta afluencia de visitantes durante el verano.

Finalmente la Tabla 5.9 presenta las conclusiones generales del potencial diésel en la zona de Quemchi.

Tabla 5.9: Resumen del análisis del potencial de generación diésel en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Aspecto analizado	Resultados y observaciones
Disponibilidad local	Existe una estación de servicio en la comuna (Petrobras – ruta W-21). Abastecimiento vía marítima y terrestre.
Variación reciente de precios	Disminución de 49 CLP/L entre febrero y abril de 2025, vinculada a ajustes de ENAP y tipo de cambio.
Costos y logística	Costo alto por transporte y volatilidad; abastecimiento depende de logística interregional.
Eventos críticos registrados	Escasez de combustible registrada en mayo de 2016 (marea roja) y febrero de 2022 (alerta del Coordinador Eléctrico Nacional).
Conclusión general	Tecnología útil como respaldo ante fallas, pero limitada por vulnerabilidad logística, costos y eventos de fuerza mayor.

5.3. Factibilidad Técnica

5.3.1. Energía Fotovoltaica

Para evaluar la factibilidad técnica de implementar un sistema fotovoltaico en la comuna de Quemchi, es fundamental dimensionar el **tamaño físico del parque necesario** para responder adecuadamente ante contingencias de interrupción de suministro eléctrico, particularmente en los horarios diurnos, cuando existe disponibilidad solar.

Con base en el análisis de interrupciones del suministro eléctrico y su potencia asociada, se identificaron tres escenarios críticos en términos de **potencia de respaldo requerida**: 250 [kW], 400 [kW] y 7000 [kW] (véase sección 4.2). Estos valores representan los tamaños máximos de potencia desconectada registrados en eventos TIPO_CAUSA = I (información obtenida a través de SAESA), y se utilizarán como referencia para estimar el área requerida del sistema.

Dado que el objetivo del parque es actuar como respaldo inmediato durante las interrupciones —y considerando que los sistemas fotovoltaicos sólo generan energía en condiciones de irradiancia— se establece que la generación debe ocurrir en tiempo real durante el bloque diurno, definido entre las 08:00 y las 18:00 horas. Por ello, la estimación del área se realiza considerando la capacidad de entregar la potencia requerida durante los días más desfavorables del año desde el punto de vista solar.

En consecuencia, se toma como referencia el mes de junio, que representa el caso crítico debido a su mínimo nivel de irradiancia solar en Quemchi. De acuerdo al análisis del recurso solar presentado en el capítulo anterior, durante junio se registra un promedio de (véase Tabla 5.3):

- 42,12 [W/m²] como irradiancia media horaria,
- 1052,92 [Wh/m²/día] (equivalente a 1,05292 [kWh/m²/día]) como energía diaria recibida por metro cuadrado en una superficie horizontal.

Estas condiciones se utilizan como base para dimensionar la **superficie mínima requerida** que permita a un sistema fotovoltaico, con una eficiencia global típica del 15 % [48], generar la energía suficiente para cubrir la potencia crítica solicitada en el bloque diurno.

Para determinar cuántas horas de generación útil se pueden esperar en junio, se aplica el concepto de **Horas Solares Pico (HSP)** [49]. Esta métrica representa el número de horas con irradiancia equivalente a 1000 [W/m²] necesarias para entregar la energía total medida en un día. En este caso:

$$\text{HSP}_{\text{junio}} = \frac{1,05292 \text{ kWh/m}^2}{1,0 \text{ kW/m}^2} \approx 1,05 \text{ h} \quad (5.2)$$

Sin embargo, debido a que la irradiancia real se reparte en valores muy bajos durante el día (con nubosidad, sombras y baja altura solar), se adopta una estimación conservadora de **4 horas útiles de generación solar en junio** (véase Figura 5.4), equivalente a una radiación efectiva promedio de aproximadamente 250 [W/m²] durante ese intervalo. Este criterio se alinea con prácticas estándar en el dimensionamiento técnico de sistemas fotovoltaicos en zonas de baja irradiación invernal.

De esta manera, la Tabla 5.10 presenta el dimensionamiento del área necesario para cada tipo de alternativa de generación.

Tabla 5.10: Área estimada para respaldo fotovoltaico en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Potencia [kW]	Energía diaria [kWh]	Área útil requerida [m ²]	Área total estimada [m ²]	Área total estimada [ha]
250	1000	6331,6	8864,2	0,89
400	1600	10130,6	14182,8	1,42
7000	28000	177284,8	248198,7	24,82

De la Tabla 5.10 se observa que la implementación de un sistema fotovoltaico de gran escala en Quemchi resulta técnicamente limitada por requerimientos de espacio.

En particular, el escenario más exigente —correspondiente a una potencia de respaldo de 7000 [kW] en el mes de menor irradiancia solar— requiere una superficie total estimada que supera ampliamente las 20 hectáreas, considerando pérdidas, separación entre paneles y factores de ocupación asociados al diseño del parque. Este requerimiento espacial implica una ocupación territorial altamente invasiva, especialmente crítica en un entorno

insular como el de Quemchi, donde el suelo disponible es limitado, fragmentado y presenta restricciones topográficas, ambientales y sociales.

Al aplicar este dimensionamiento a las cuatro zonas predispuestas como potenciales ubicaciones para generación, se concluye que la instalación de un sistema fotovoltaico de respaldo para cubrir una demanda crítica de 7 [MW] es, en la práctica, **inviable** desde el punto de vista territorial. Esta limitación es aún más relevante al considerar que se trata de una comuna aislada (sobre todo la isla de Caucahué), donde el uso del suelo compite con otros fines estratégicos como la habitabilidad, la producción agrícola y la conservación ecológica. En consecuencia, se refuerza la necesidad de considerar esquemas de generación más acotados, tecnologías híbridas o sistemas complementarios de respaldo para abordar eventos de alta potencia desconectada en condiciones críticas.

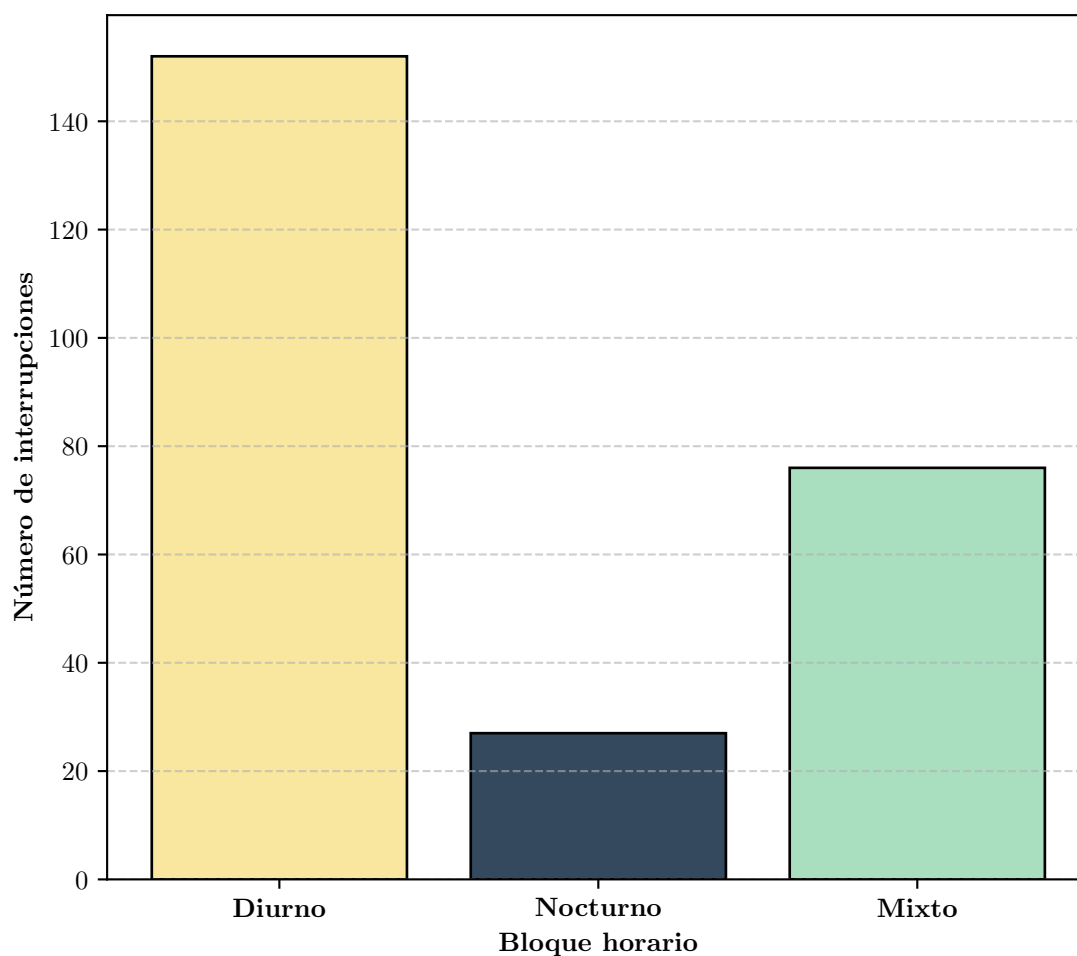


Figura 5.14: Interrupciones I definidas por bloque horario. Fuente: Elaboración propia.

Si bien el 59,6 % de las interrupciones tipo I ocurren completamente dentro del bloque diurno (08:00–18:00), también se identificó que un 10,6 % de las interrupciones se originan durante el bloque nocturno, y un 29,8 % adicional corresponde a eventos mixtos, es decir, interrupciones que cruzan desde el bloque diurno hacia el nocturno o viceversa (véase Figura 5.14). Estos últimos son particularmente relevantes, ya que una parte significativa de su duración escapa al horario operativo de un sistema fotovoltaico.

Esta condición representa una limitación estructural: aunque la mayoría de las fallas comienzan durante el día, la continuidad del servicio no puede garantizarse exclusivamente mediante generación solar, ya que una fracción no menor de los eventos se extiende hacia la noche. Por ejemplo, en la revisión de eventos que más aportan al *SAIDI* de la Tabla 5.11, se observa que en los bloques mixtos y nocturnos existen interrupciones que contribuyen con hasta 1,60 horas al índice *SAIDI* de la comuna.

Por tanto, aunque la energía fotovoltaica puede jugar un rol importante como parte de una solución integrada, no es factible utilizarla como única fuente de respaldo si el objetivo es reducir de forma efectiva el *SAIDI* en la comuna. Cualquier solución viable deberá considerar esquemas híbridos o complementarios que permitan entregar respaldo más allá del horario solar útil.

Tabla 5.11: Eventos seleccionados según franja horaria y su contribución al SAIDI en Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Franja horaria	Inicio	Término	SAIDI [h]
Diurnos	02-abr-2024 10:22	05-abr-2024 14:00	1,26
	02-abr-2024 08:56	04-abr-2024 18:52	1,01
	02-abr-2024 08:56	03-abr-2024 11:18	0,93
	02-abr-2024 08:08	05-abr-2024 15:45	0,60
	13-sep-2024 11:30	13-sep-2024 17:28	0,57
Nocturnos	02-abr-2024 22:25	04-abr-2024 01:04	1,60
	02-abr-2024 22:25	03-abr-2024 19:13	0,51
	02-abr-2024 22:25	02-abr-2024 23:07	0,10
	24-jul-2024 21:50	25-jul-2024 20:20	0,06
	14-ago-2024 21:36	15-ago-2024 20:00	0,06
Mixtos	02-abr-2024 21:07	05-abr-2024 10:43	1,04
	02-abr-2024 21:07	03-abr-2024 13:19	0,58
	03-abr-2024 19:13	04-abr-2024 18:06	0,56
	28-may-2024 17:20	28-may-2024 19:28	0,46
	02-abr-2024 08:08	06-abr-2024 19:00	0,42

5.3.2. Energía Eólica

Para evaluar la factibilidad técnica de la energía eólica en Quemchi, se analiza la instalación de una sola turbina para tres niveles de potencia considerados como posibles alternativas de respaldo energético: 250 [kW] [50], 400 [kW] [51] y 7.000 [kW] [52]. La selección de estas capacidades proviene del análisis realizado sobre las principales contingencias registradas, las cuales podrían ser mitigadas con sistemas de generación distribuidos de respaldo.

Una de las limitantes preliminares para esta tecnología era la disponibilidad comercial de turbinas de baja capacidad. Sin embargo, actualmente existen modelos disponibles en el mercado, principalmente en el extranjero, tanto para 250 [kW] como para 400 [kW].

A continuación, se presentan las características técnicas de cada modelo, junto con una estimación del área efectiva requerida para su instalación.

Se considera como criterio de diseño que el área efectiva para la instalación de un aerogenerador puede aproximarse por la expresión [5.3](#).

$$A_{\text{efectiva}} = k \cdot A_{\text{barrido}} \quad (5.3)$$

donde A_{efectiva} es el área total necesaria para la ubicación del aerogenerador (en m^2), A_{barrido} es el área de barrido de las palas (en m^2), y k es un coeficiente multiplicador que considera las distancias mínimas de seguridad, caminos de acceso y maniobrabilidad para montaje. Para este estudio se adopta un valor conservador de $k = 1,5$, considerando que se trata de la instalación de una única unidad por proyecto.

Tabla 5.12: Estimación de superficie requerida para aerogeneradores

Potencia	Modelo	Área de barrido [m^2]	Área efectiva [m^2]
250 kW	EP-GFK	1.421	2.131
400 kW	LM 14.2	750	1.125
7.000 kW	Vestas V172	23.236	34.854

En todos los casos se observa que el requerimiento de superficie efectiva para una única turbina es acotado, con un máximo de aproximadamente 3,5 hectáreas para el caso de 7 [MW], lo cual resulta técnicamente factible si se considera la disponibilidad territorial en sectores rurales de la comuna de Quemchi.

5.3.3. Energía Diésel

El análisis de factibilidad técnica de la tecnología diésel en la comuna de Quemchi considera como punto de partida el dimensionamiento necesario para respaldar las capacidades de generación planteadas en el estudio: 250 [kW], 400 [kW] y 7.000 [kW].

A diferencia de las tecnologías fotovoltaica y eólica, que se modelan en términos de potencia activa (kW), los generadores diésel del mercado están clasificados en función de su potencia aparente (kVA). Esta diferencia es clave, ya que los eventos de interrupción internos, abordados en las secciones anteriores, reportan desconexiones en MVA. Por lo tanto, para asegurar un respaldo técnico coherente y suficiente, se dimensionaron los generadores diésel considerando una cota superior de potencia aparente, con el fin de mantener márgenes de seguridad adecuados.

Para el caso de 250 [kW], se adoptó como referencia un modelo comercial de **300 [kVA]**⁸; mientras que para el caso de 400 [kW], se utilizó un modelo de **500 [kVA]**⁹. Ambos generadores se encuentran ampliamente disponibles en el mercado nacional e internacional, con múltiples opciones de proveedores, tiempos de entrega razonables y soporte técnico postventa.

El caso del requerimiento de 7.000 [kW] presentó una mayor complejidad, dada la escasa oferta de grupos generadores con esa potencia unitaria en el mercado. Por este motivo, se

⁸Información técnica referencial para grupo generador de 300 [kVA]

⁹Información técnica referencial para grupo generador de 500 [kVA]

optó por dimensionar el sistema como un conjunto de dos generadores de **3.500 [kVA]**¹⁰ cada uno. Esta estrategia no solo facilita la adquisición, sino que también es coherente con la configuración de centrales PMGD diésel existentes en la región, las cuales tienden a operar con múltiples unidades de menor capacidad en lugar de una única unidad de gran tamaño¹¹.

En la Tabla 5.13 se presenta un resumen con los generadores utilizados como base para el análisis técnico de factibilidad.

Tabla 5.13: Resumen de generadores diésel seleccionados para el análisis técnico. Fuente: Elaboración propia.

Capacidad requerida [kW]	Modelo referencial [kVA]	Cantidad de equipos	Observación
250	300	1	Amplia disponibilidad
400	500	1	Margen de seguridad asegurado
7.000	3.500	2	Uso común PMGD diésel

La Tabla 5.14 presenta una estimación del área mínima necesaria para la instalación de generadores diésel, considerando los tres niveles de potencia requeridos definidos previamente.

Para cada modelo, se calcula el área base según sus dimensiones físicas (largo por ancho). Sin embargo, la superficie estimada total considera también el espacio operativo requerido para su correcta instalación. Este incluye las zonas necesarias para circulación de personal, accesos para mantención, instalación de equipos de maniobra, medidas de seguridad y ventilación, entre otros factores normativos y prácticos.

En el caso de los generadores de 300 [kVA] y 500 [kVA], se requiere un área total estimada de 15 [m²] y 20 [m²] respectivamente. Estas superficies permiten una instalación compacta, siendo factibles para espacios reducidos o integraciones modulares.

Para el caso de 7.000 [kW], se optó por considerar dos generadores de 3.500 [kVA]. La superficie total estimada para este caso alcanza los 150 [m²], lo cual considera no solo la instalación de ambos equipos, sino también la implementación de una sala técnica adecuada para operar en condiciones seguras y eficientes.

Este análisis demuestra que, en comparación con otras tecnologías, la generación diésel requiere una superficie acotada para su instalación, siendo técnicamente factible su implementación desde una perspectiva espacial.

¹⁰ Información técnica referencial para grupo generador de 3.500 [kVA]

¹¹ Información técnica de centrales

Tabla 5.14: Superficie estimada requerida para la instalación de generadores diésel. Fuente: Elaboración propia.

Capacidad requerida [kW]	Modelo referencial [kVA]	Cantidad	Área base total [m ²]	Área total estimada [m ²]
250	300	1	4,22	15
400	500	1	7,92	20
7.000	3.500	2	45,00	150

Si bien, hasta el momento, los grupos electrógenos representan una alternativa técnicamente factible para suplir potencia en casos de contingencias, debido a su facilidad comercial, rápida instalación y el espacio acotado requerido para su operación, también presentan una limitación crítica: el impacto ambiental derivado de sus emisiones contaminantes.

En la actualidad, este aspecto constituye una preocupación relevante tanto desde el punto de vista normativo como del desarrollo sostenible. Es por ello que todos los sistemas que contemplen la instalación de grupos electrógenos como respaldo deben cumplir con la normativa vigente en Chile respecto a emisiones atmosféricas para este tipo de equipos.

En particular, se debe considerar el decreto 39 del Ministerio del Medio Ambiente [53], el cual establece límites máximos de emisiones permitidas de contaminantes como óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), material particulado (PM), entre otros, según el rango de potencia nominal del generador. Esta regulación busca asegurar que los proyectos minimicen su impacto ambiental local y global, especialmente en contextos residenciales o territorios sensibles como zonas insulares.

El cumplimiento de este decreto no solo es obligatorio para el otorgamiento de permisos ambientales y eléctricos, sino que también condiciona el tipo de tecnología y sistemas de postratamiento que deben integrarse en el diseño del sistema de respaldo, como filtros de partículas o sistemas de reducción catalítica.

5.3.4. Almacenamiento Energético

El almacenamiento de energía ha adquirido un rol protagónico en la industria eléctrica chilena, posicionándose como una solución técnica clave para avanzar en la descarbonización de la matriz energética. A fines del año 2024, la capacidad instalada en sistemas de baterías de ion-litio (BESS) en Chile alcanzó los 800 [MW], reflejando su creciente incorporación a nivel nacional [54].

De acuerdo a la Ley 20.936 promulgada en 2016 [55], un sistema de almacenamiento de energía es definido como un “equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con seguridad, suficiencia o eficiencia económica”. En este sentido, las tecnologías de almacenamiento han sido impulsadas tanto como respaldo para generación variable como en modalidad independiente (*stand-alone*), aportando a la seguridad operativa de las

redes.

A nivel internacional, las principales tecnologías de almacenamiento se agrupan en: mecánicas, térmicas, electromagnéticas y electroquímicas. Estas últimas, en particular los sistemas BESS y las celdas de combustible, han adquirido gran relevancia por su escalabilidad, eficiencia y rápida respuesta. Su integración ha permitido mitigar la intermitencia de fuentes renovables como la solar y eólica.

En relación con la generación distribuida, el marco normativo chileno reconoce la figura del *Pequeño Medio de Generación Distribuida con almacenamiento* [14], definido como un sistema compuesto por una unidad de generación y una unidad de almacenamiento que comparten un mismo punto de conexión a la red de distribución. Esta configuración permite transformar la energía generada en energía almacenada para su posterior inyección, fortaleciendo la eficiencia del sistema local.

El presente estudio ha analizado el recurso solar y eólico disponible en la comuna de Quemchi, ambos de carácter variable e intermitente. Bajo este contexto, los sistemas de almacenamiento surgen como una alternativa viable para respaldar estas tecnologías, optimizar su aprovechamiento y permitir el cumplimiento del objetivo principal del trabajo: otorgar continuidad de suministro ante contingencias, sin depender del horario o la estacionalidad. Además, en modalidad *stand-alone*, los sistemas BESS también podrían operar como una fuente de respaldo confiable en situaciones de falla.

Según CIGRÉ [56], frente a la creciente penetración de tecnologías fotovoltaicas en los sistemas de distribución, se anticipan desafíos operacionales que podrían ser abordados mediante sistemas de almacenamiento de energía. Estos permitirían proveer soporte de tensión y gestionar la intermitencia asociada a la generación distribuida, especialmente en comunas con infraestructura eléctrica vulnerable o limitada, como es el caso de Quemchi.

Como se ha descrito anteriormente, los sistemas de almacenamiento energético representan una solución clave para abordar la intermitencia de los recursos renovables, en particular solar y eólico. Sin embargo, para avanzar en una implementación realista en el contexto local, es necesario evaluar su factibilidad desde la perspectiva comercial y espacial.

Inicialmente, se planteaba que las baterías tendrían una disponibilidad más limitada en el mercado respecto de otras tecnologías como los generadores diésel. No obstante, el auge de esta tecnología ha ampliado su presencia comercial, permitiendo el acceso a una oferta diversa de modelos. Aunque la variedad de información disponible aún no alcanza la masividad de otras soluciones convencionales, resulta suficiente para establecer un marco referencial técnico y económico confiable.

En base a esta revisión, se identificaron modelos comerciales con potencias nominales de **250 [kW]**^[12] y **400 [kW]**^[13]. Para el caso de **7.000 [kW]**^[14], no fue posible encontrar un único sistema con dicha capacidad, por lo que se optó por considerar un conjunto de **siete unidades de 1.032 [kW]** cada una, una estrategia coherente con soluciones industriales actuales.

La Tabla 5.15 presenta las características físicas y espaciales asociadas a cada sistema de almacenamiento.

¹² Información técnica referencial para batería de 250 [kW]

¹³ Información técnica referencial para batería de 400 [kW]

¹⁴ Información técnica referencial para batería de 1.032 [kW]

Tabla 5.15: Resumen técnico de baterías seleccionadas para el análisis de factibilidad

Modelo [kW]	Cantidad de equipos	Área base total [m ²]	Área estimada total [m ²]	Energía de almacenamiento [kWh]
250	1	13.9	25	491.5
400	1	13.9	30	802.8
1.032	7	103.3	200	7,112

Donde:

- El **área base total** corresponde al espacio físico que ocupan las unidades según sus dimensiones comerciales.
- El **área estimada total** considera espacio adicional necesario para sistemas auxiliares, inversores, transformadores, sistemas de control, maniobra y operación segura.

El análisis evidencia que los sistemas de almacenamiento en baterías, si bien con ciertas restricciones comerciales para grandes potencias, presentan una buena viabilidad técnica para los escenarios de 250 y 400 [kW]. Para 7 [MW], se requiere una configuración modular de múltiples unidades. A pesar de la necesidad de mayor superficie comparado con tecnologías convencionales, los requerimientos son razonables considerando las ventajas operacionales de esta tecnología.

5.4. Operación en Isla

Las soluciones tecnológicas evaluadas a lo largo de este estudio —particularmente generación diésel, solar fotovoltaica y eólica— han sido consideradas como alternativas para mejorar los indicadores de continuidad de suministro, como el *SAIDI*. Para que estas soluciones logren suplir la energía durante eventos de contingencia, es necesario que sean capaces de operar de manera autónoma frente a desconexiones de la red principal. Esta condición se conoce como **operación en isla**.

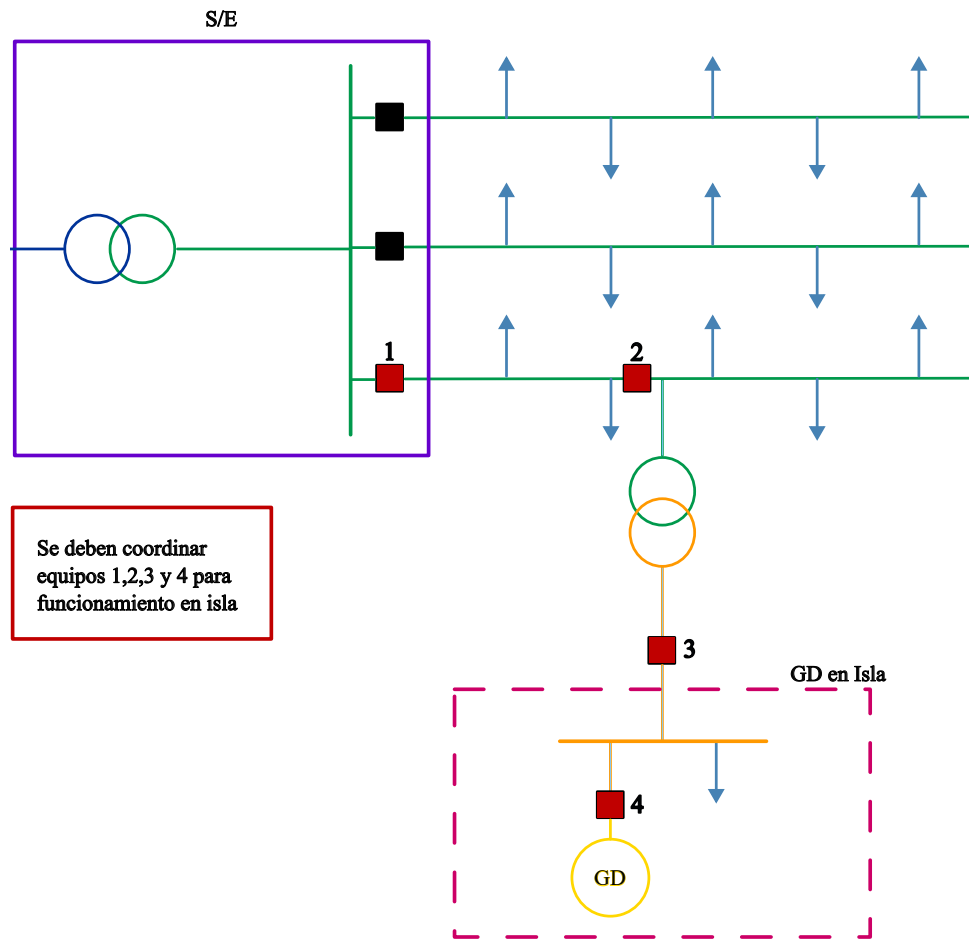


Figura 5.15: Operación en isla con GD. Fuente: elaboración propia a partir de [57].

La operación en isla consiste en el funcionamiento de una porción aislada de la red eléctrica, alimentada por fuentes locales de GD, sin conexión con el sistema interconectado principal (véase Figura 5.15). Tradicionalmente, ante la apertura del interruptor de cabecera de un alimentador, la red aguas abajo queda desenergizada, ya que las protecciones anti-isla desconectan automáticamente los generadores distribuidos por razones de seguridad. Sin embargo, si se cuentan con suficientes recursos energéticos, es posible mantener parte del sistema funcionando de forma aislada, evitando así interrupciones totales [58].

Existen dos tipos principales de operación en isla: *espontánea* e *intencional*. Este estudio se centra en la **operación en isla intencional**, la cual se define como una estrategia programada cuyo objetivo es minimizar las pérdidas, diversificar el suministro y, especialmente, mejorar la confiabilidad de la energía en sectores vulnerables. En el caso particular de Quemchi, esta estrategia representa una alternativa viable, dadas las restricciones geográficas y las frecuentes interrupciones en el suministro.

Para implementar exitosamente la operación en isla, se deben cumplir ciertos requisitos técnicos [57]

- **Capacidad suficiente de generación:** La demanda local debe poder ser abastecida por los recursos disponibles con un nivel de confianza aceptable. En caso contrario, deben existir sistemas de regulación de frecuencia que permitan mantener

estable la operación.

- **Segmentación de la red:** Es necesario aislar estratégicamente un segmento de la red mediante reconectores o seccionalizadores, de manera que el tramo operativo en isla sea coherente con la capacidad de los generadores.
- **Ajuste de protecciones:** Las protecciones tradicionales están diseñadas para operar con una única fuente de generación. Para permitir operación en isla con GD, deben ajustarse o rediseñarse en función de las nuevas condiciones de cortocircuito y flujo de potencia.
- **Control y monitoreo:** Es fundamental incorporar sistemas SCADA y automatización que permitan la sincronización de la operación en isla, especialmente en el proceso de reconexión posterior.

Cabe destacar que la implementación de operación en isla también impone requisitos adicionales sobre los **inversores**, particularmente en sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento. Los inversores estándar no permiten operación autónoma, por lo que es necesario utilizar *inversores con capacidad de operación en isla*, los cuales representan un costo mayor en comparación con las versiones convencionales.

En resumen, la operación en isla intencional es una estrategia prometedora para mejorar la continuidad de suministro en comunas aisladas como Quemchi. Sin embargo, su implementación requiere no solo la presencia de generación distribuida, sino también una planificación integral de protecciones, control, monitoreo, y tecnologías adecuadas para garantizar su funcionamiento seguro y eficiente.

5.5. Conclusión del Capítulo

A lo largo del presente capítulo se han abordado en detalle los distintos aspectos técnicos necesarios para evaluar la implementación de soluciones energéticas que permitan mejorar la continuidad del suministro eléctrico en la comuna de Quemchi, especialmente ante eventos de contingencia.

En primer lugar, se realizó un análisis exhaustivo de los recursos energéticos disponibles en la zona, estableciendo el limitado potencial hidroeléctrico del territorio, la moderada viabilidad de la energía solar debido a su alta estacionalidad y nubosidad, y un potencial eólico relevante con velocidades adecuadas a alturas mayores. Asimismo, se evidenció la amplia disponibilidad y uso histórico del diésel como recurso energético, así como la creciente penetración de sistemas de almacenamiento, especialmente mediante baterías de ion-litio.

En segundo lugar, se desarrolló un estudio técnico de dimensionamiento para cada una de las tecnologías consideradas, abordando tres niveles de capacidad: 250 [kW], 400 [kW] y 7 [MW]. Se estimaron las áreas requeridas para su implementación, identificando restricciones especialmente relevantes para la energía solar a gran escala, dada la disponibilidad de espacio en el territorio insular. Por el contrario, tecnologías como la eólica, el diésel y el almacenamiento energético demostraron mayor viabilidad técnica en cuanto a espacio y modularidad.

Además, se incorporó la evaluación de aspectos complementarios como emisiones contaminantes, ruido ambiental, y facilidad de adquisición comercial de los equipos. También

se abordó la necesidad de integrar estas soluciones bajo esquemas de *operación en isla*, para garantizar autonomía en el suministro ante desconexiones de la red principal, lo cual implica requisitos técnicos adicionales como inversores avanzados, sistemas de control y protecciones adaptadas.

En conclusión, si bien todas las tecnologías evaluadas presentan viabilidad técnica para ser implementadas en Quemchi, la decisión final sobre cuál o cuáles de ellas adoptar dependerá del análisis de factibilidad económica que se desarrollará en el siguiente capítulo. Este análisis será crucial para ponderar no solo la factibilidad técnica, sino también la conveniencia financiera y operativa de cada alternativa frente al objetivo de mejorar los indicadores de calidad de suministro, como el *SAIDI*. Por tanto, la selección óptima de la solución energética deberá balancear eficiencia técnica, costos y sostenibilidad en el tiempo.

Capítulo 6

Evaluación Económica Comparativa

El presente capítulo tiene por objetivo evaluar la viabilidad económica de distintas soluciones tecnológicas orientadas a mejorar la continuidad de suministro eléctrico en zonas rurales, utilizando como caso de estudio la comuna de Quemchi. En particular, se busca determinar el valor de multa necesario asociado al exceso de *SAIDI* que permitiría justificar económicamente la implementación de sistemas de GD, bajo el contexto sancionatorio vigente en Chile.

Para ello, se desarrollan flujos de caja proyectados a diez años para seis tecnologías distintas: diésel, fotovoltaica, eólica, almacenamiento (BESS) y dos configuraciones híbridas (fotovoltaico + BESS y eólico + BESS). Cada una de estas tecnologías fue evaluada bajo cuatro metodologías de cobertura, previamente definidas en el capítulo de dimensionamiento, que permiten estimar los requerimientos técnicos y operacionales de cada solución.

Este análisis se basa exclusivamente en el ahorro económico generado por la reducción de multas ante el cumplimiento normativo, lo que refleja de forma más realista el marco de incentivos enfrentado por las empresas distribuidoras.

Adicionalmente, se incorpora un análisis de sensibilidad respecto al nivel de exceso de *SAIDI*, considerando que este puede variar anualmente. Este ejercicio permite comprender cómo se comporta la viabilidad financiera ante distintos escenarios de incumplimiento, entregando información útil para la toma de decisiones bajo condiciones de incertidumbre.

Finalmente, se incluye una clasificación de viabilidad regulatoria, la cual contrasta los resultados económicos obtenidos con el comportamiento histórico de las multas aplicadas por la SEC. Esta clasificación permite identificar qué soluciones son plausibles bajo el régimen sancionatorio actual y cuáles requerirían modificaciones regulatorias o incentivos adicionales para ser implementadas de manera efectiva.

6.1. Antecedentes Regulatorios

6.1.1. Marco sancionatorio por incumplimiento de *SAIDI* y *SAIFI*

El presente apartado se construye en base a información entregada directamente por la SEC mediante respuesta a la Solicitud N° **AU004T0047678**, ingresada a través del

portal de Ley de Transparencia. En dicha solicitud se consultó específicamente sobre el procedimiento utilizado para determinar el quantum de las multas a empresas distribuidoras por exceder los límites normativos de los indicadores *SAIDI* y *SAIFI*. La respuesta se utilizó para fundamentar la evaluación económica comparativa del presente estudio.

La SEC, en su rol fiscalizador, tiene la facultad de sancionar a las empresas distribuidoras cuando estas exceden los límites normativos establecidos para los indicadores de calidad de suministro: *SAIDI* y *SAIFI*. El procedimiento sancionatorio se encuentra normado en la Ley N° 18.410 [7](#) y es aplicado mediante resoluciones sancionatorias específicas por cada empresa y año.

6.1.1.a. Fundamento legal y clasificación de infracciones

El marco legal que permite a la SEC aplicar sanciones está constituido por los artículos 15, 16 y 16 A de la Ley N° 18.410 [7](#):

- El **Artículo 15** faculta a la SEC a sancionar a las empresas sujetas a fiscalización que infrinjan la normativa eléctrica o sus instrucciones. Establece además tres niveles de gravedad para las infracciones: *leves*, *graves* y *gravísimas*.
- El **Artículo 16** permite determinar la sanción aplicable en función de la gravedad de la infracción, considerando circunstancias agravantes o atenuantes.
- El **Artículo 16 A** fija los montos máximos de multa, según la clasificación de la infracción:
 - Infracciones *gravísimas*: hasta 10.000 UTA (aprox. 120.000 UTM)
 - Infracciones *graves*: hasta 5.000 UTA (aprox. 60.000 UTM)
 - Infracciones *leves*: hasta 500 UTA (aprox. 6.000 UTM)

6.1.1.b. Criterios para la determinación del monto de la multa

La determinación del quantum de la multa considera múltiples criterios técnicos y económicos, entre ellos:

- **Importancia del daño causado o peligro ocasionado**, considerando el impacto de la Energía No Suministrada (ENS), monetizada con un costo de falla de corta duración (6,47 US\$/kWh en 2022), superior al valor utilizado para compensaciones a usuarios.
- **Porcentaje o número de usuarios afectados**, evaluando la proporción de clientes impactados dentro de la zona de concesión.
- **Beneficio económico indebido**, dado que las tarifas incluyen recursos para cumplir con la Norma Técnica. Si no se cumplen los estándares, se considera que la empresa obtuvo ingresos injustificados.
- **Intencionalidad y grado de participación**, considerando el conocimiento técnico que se espera de una empresa distribuidora.

- **Historial de la empresa**, en cuanto a cumplimiento normativo previo.
- **Capacidad económica del infractor**, con base en memorias anuales y estados financieros.

Finalmente, la SEC aplica un indicador compuesto que representa el **grado de afectación total** del par *comuna-empresa*, calculado como el producto entre el exceso de *SAIDI* por sobre el límite normativo y la cantidad de puntos de consumo afectados. La SEC afirma que este indicador ha mostrado una correlación histórica entre un 50 % y un 90,65 % con el valor final de las multas aplicadas entre 2019 y 2022.

6.1.2. Multas

La información sobre las multas aplicadas a empresas distribuidoras debido al incumplimiento de los indicadores de calidad de suministro *SAIDI* y *SAIFI* fue proporcionada por la SEC, en respuesta a la solicitud N° AU004T0046531 realizada a través del portal de Ley de Transparencia. Cabe mencionar que, aunque en las resoluciones emitidas por la SEC se menciona el límite *SAIFI*, las multas aplicadas están basadas y detalladas específicamente en torno a los límites *SAIDI* para cada par comuna-empresa que reúne una región.

La Figura 6.1 presenta a las empresas distribuidoras que han recibido las multas más elevadas debido a estos incumplimientos. El monto total de multas impuestas a cada empresa se detalla de forma completa en la Tabla A.4 del anexo correspondiente.

Dentro de las cinco empresas con mayores multas acumuladas, destaca CGE en primer lugar, con una diferencia considerable respecto a las demás compañías, llegando incluso a triplicar el monto total del segundo lugar, ocupado por Frontel. Al analizar la distribución territorial de CGE (véase Tabla A.3), se observa una predominancia de concesiones en comunas rurales, aunque también cuenta con una proporción significativa de comunas urbanas y mixtas, generando un equilibrio en su distribución territorial.

En contraste, Frontel opera principalmente en comunas rurales y mixtas, siendo significativamente menor su presencia en comunas puramente urbanas. Por su parte, Enel Distribución, ubicada en tercer lugar, posee una concesión concentrada casi exclusivamente en comunas urbanas. En el caso de SAESA y CODINER, predomina una mayor representación de concesiones rurales y mixtas, con una menor proporción de comunas estrictamente urbanas.

Es relevante mencionar que el catastro proporcionado por la SEC contempla resoluciones emitidas entre los años 2019 y 2022, siendo esta la información disponible al momento de la elaboración del presente estudio (abril de 2025). La importancia de estas resoluciones radica en que aquellas correspondientes al año 2019 marcan el inicio del primer proceso sancionatorio por incumplimiento de indicadores de calidad de suministro. Adicionalmente, estos registros reflejan un atraso significativo en la calificación y resolución de estas infracciones, situación explicable por la complejidad inherente a los procesos legislativos y administrativos implicados, los cuales incluyen instancias donde las empresas distribuidoras presentan alegaciones y defensas ante las interrupciones denunciadas.

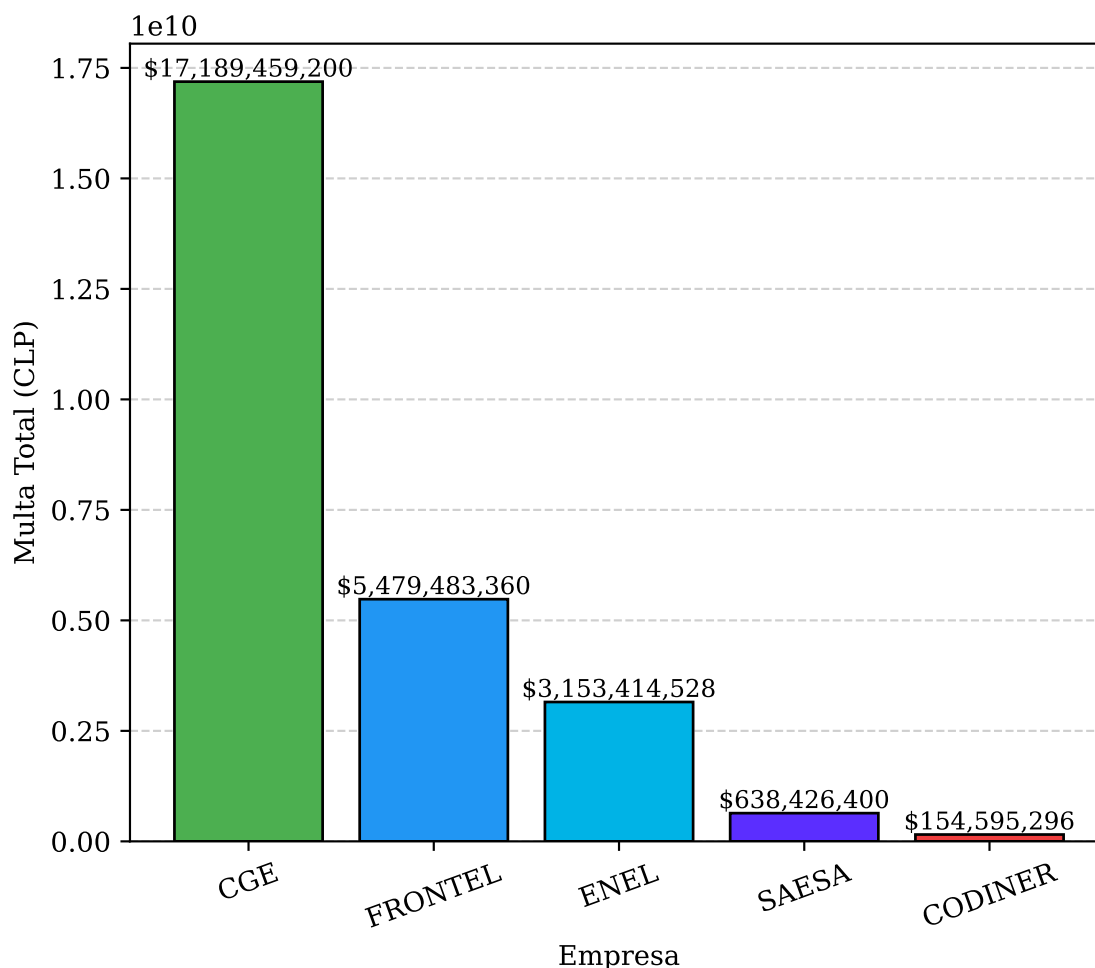


Figura 6.1: Top 5 empresas distribuidoras con mayor quantum de multas asociadas a índices *SAIDI-SAIFI*. Fuente: Elaboración propia.

Dentro de las variables, la SEC destaca que, para determinar la sanción, se considera para cada región y empresa el grado de afectación total en el par “comuna - empresa” por interrupciones de suministro que exceden los límites máximos de cada densidad de red. Este “grado de afectación” se cuantifica como el producto entre el exceso de *SAIDI* por sobre el límite máximo permisible y el total de puntos de consumo de los pares “comuna empresa” en incumplimiento de la empresa en la región. Es importante notar que, entre enero de 2019 y diciembre de 2022, este grado de afectación se ha encontrado correlacionado entre un 50 % y un 90,65 % con los montos de la multa, lo que sugiere que es una de las variables más influyentes en la determinación del quantum final de la sanción.

Sin embargo, la Figura 6.2 muestra, mediante un gráfico de dispersión, que las multas no presentan una tendencia clara respecto al exceso de *SAIDI* ni al porcentaje de usuarios afectados. En efecto, aunque la mayoría de las multas se concentran en un rango inferior a los mil millones de pesos, estas varían ampliamente tanto en el porcentaje de usuarios afectados como en el exceso de *SAIDI* registrado. Por ejemplo, existen casos donde comunas con mayores excesos y porcentajes similares de usuarios afectados reciben multas comparables a otras con menor exceso, sugiriendo que el exceso del límite normativo asociado al

SAIDI no es un determinante claro en el quantum de las multas.

Finalmente, cabe señalar que el beneficio económico de la empresa, entendido como las inversiones no realizadas durante el proceso, no se consideró explícitamente en este análisis debido a que, a partir de las resoluciones correspondientes a procesos desde el año 2021 en adelante, esta variable dejó de mencionarse de manera explícita (como valor cuantitativo), a diferencia de las otras variables que sí fueron consideradas.

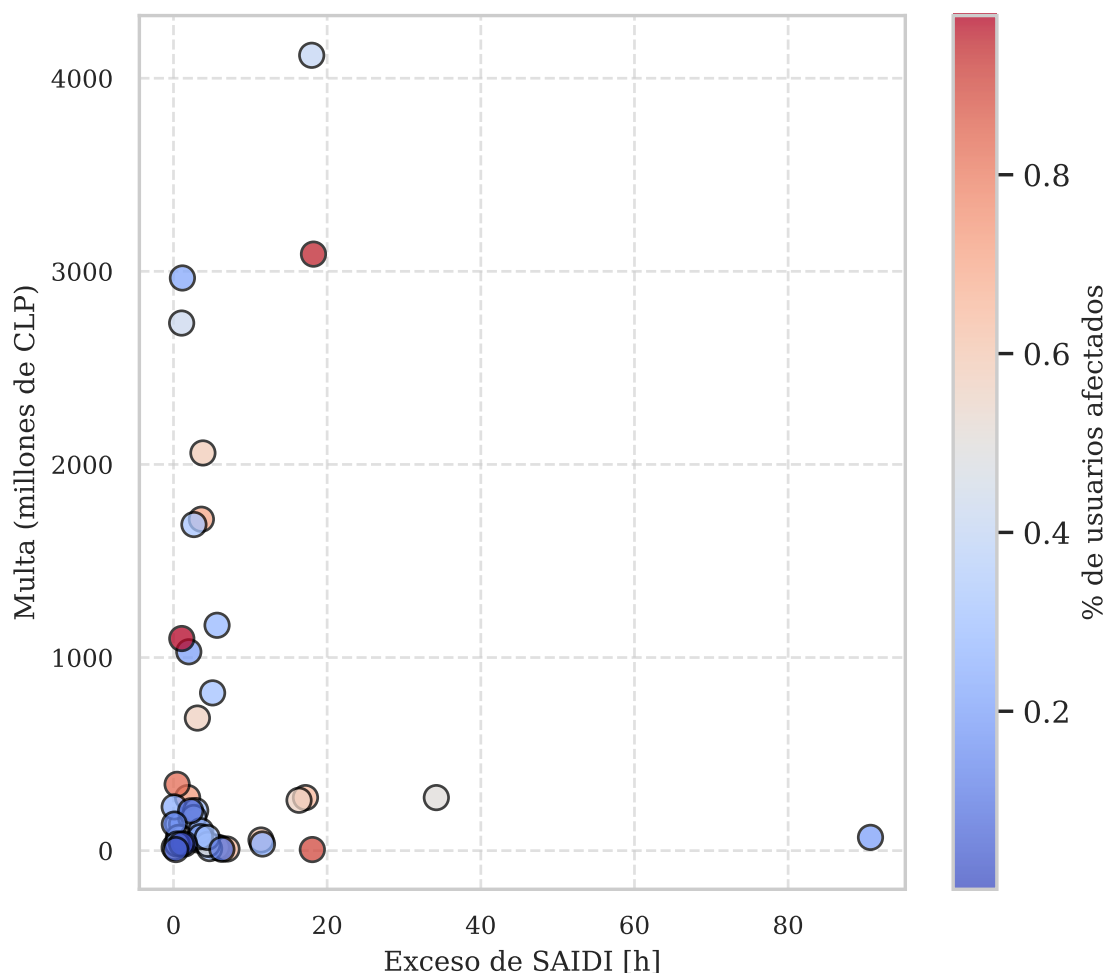


Figura 6.2: Relación de variables mediante dispersión para representar incidencia en quantum de multas ligadas a índices *SAIDI-SAIFI*. Fuente: Elaboración propia.

6.1.3. Compensaciones

La información sobre compensaciones e indemnizaciones entregadas por empresas distribuidoras a usuarios por energía no suministrada (ENS) fue obtenida mediante el mecanismo de Ley de Transparencia, en respuesta a la solicitud N° AU004T0046532 realizada a la SEC. Esta información se encuentra resumida en la Tabla [A.5](#).

A partir de estos datos, la Figura [6.3](#) presenta el ranking de las empresas distribuidoras con mayores compensaciones efectuadas por ENS. Durante todo el periodo analizado, CGE lidera consistentemente las compensaciones. En los años 2020 y 2021, CGE fue seguida

de cerca por ENEL; no obstante, desde el año 2022 en adelante, CGE establece una considerable distancia con su seguidor más cercano, llegando a triplicar las compensaciones efectuadas por ENEL, por ejemplo, en 2023. Otras empresas que forman parte del top 5, como SAESA, FRONTEL y CHILQUINTA, mantienen una tendencia relativamente estable en sus montos compensados durante el período completo. ENEL, por su parte, se aproxima temporalmente a estos montos en los años 2022 y 2023, pero vuelve a distanciarse en 2024.

Esta dinámica puede explicarse por la cantidad de clientes regulados atendidos por cada empresa. CGE cuenta con la mayor cantidad de clientes regulados (3.213.198), seguida por ENEL (2.129.821). Sin embargo, las ventas de energía son mayores por parte de ENEL (14.356 [GWh]) frente a CGE (10.846 [GWh]). Esto podría indicar una relación directa entre el volumen de clientes y las compensaciones efectuadas, ya que un mayor número de clientes implica mayores montos compensatorios ante interrupciones. Además, empresas como SAESA, FRONTEL y CHILQUINTA, que poseen una cantidad similar de clientes (520.599, 412.956 y 665.628, respectivamente) y ventas de energía comparables (2.767 [GWh], 1.203 [GWh] y 2.179 [GWh], respectivamente), comparten tendencias similares en montos compensatorios. No obstante, estas distribuidoras enfrentan redes con menor densidad, predominantemente en comunas de carácter mixto y rural, lo que influye directamente en sus esquemas de operación [59].

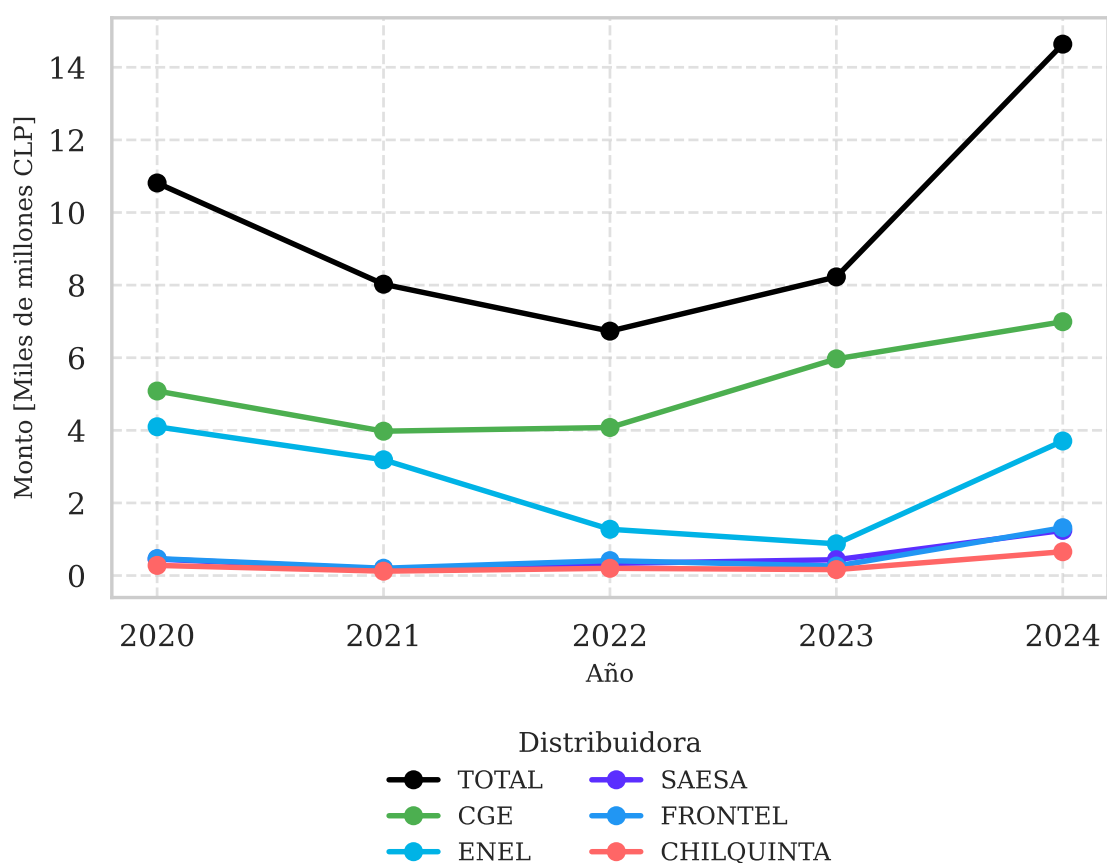


Figura 6.3: Distribuidoras que han generado mayor monto en compensación entre los años 2021-2024. Fuente: Elaboración propia.

6.2. Metodología de Evaluación

Como se analizó en el capítulo 5, la evaluación técnica de los recursos disponibles entregó parámetros efectivos para realizar un análisis económico de cuatro tipos de tecnologías de generación eléctrica: solar, eólica, diésel y almacenamiento. Si bien cada una de estas tecnologías presenta ventajas específicas y algunos factores limitantes, todas cumplieron con los criterios de factibilidad técnica, disponibilidad de espacio y viabilidad comercial para su adquisición e implementación. Dada esta situación, será la evaluación económica la encargada de determinar cuál de estas tecnologías resulta más conveniente para su implementación en el contexto específico del estudio.

Para llevar a cabo este análisis económico, se utilizaron flujos de caja proyectados a un horizonte temporal de 10 años. Este período se eligió considerando criterios estándar del sector eléctrico, donde una década constituye un plazo suficiente para reflejar adecuadamente la amortización de las inversiones iniciales y los beneficios operacionales obtenidos por la implementación de tecnologías de generación y almacenamiento. Adicionalmente, se aplicó una tasa de descuento referencial del 8 %, elegida en función de criterios utilizados comúnmente en proyectos del sector energético nacional, que reflejan adecuadamente el costo de oportunidad del capital y los riesgos inherentes a este tipo de inversiones.

Estos flujos de caja se desarrollaron para cada una de las tecnologías mencionadas inicialmente, además de incorporar dos variantes adicionales para complementar el análisis: solar con almacenamiento y eólica con almacenamiento. A su vez, cada una de estas alternativas fue analizada bajo cuatro modelos distintos de cobertura definidos en la sección 4.2, específicamente: cobertura *SAIDI* crítico, cobertura de ENS acumulada, cobertura por cantidad de clientes afectados y cobertura estadística modal. Este enfoque metodológico dio como resultado un total de 24 flujos de caja distintos, cuya evaluación comparativa permitirá identificar la opción más beneficiosa económica y técnicamente. Además, cabe mencionar que los flujos de cajas consideran cuatro instalaciones por metodología, es decir, una para cada ubicación propuesta (véase Figura 4.16).

Para llevar a cabo la elaboración de los flujos de caja fue necesario estimar los ingresos potenciales que podrían obtener las empresas distribuidoras al implementar la infraestructura propuesta. Dado que estas empresas, a diferencia del segmento de generación, no perciben ingresos por venta directa de energía ni por potencia de suficiencia, no es posible proyectar ingresos directos provenientes de la energía generada por los sistemas de respaldo propuestos.

No obstante, considerando los incumplimientos de los indicadores establecidos en la NTCSDx 3, se identificó un ahorro significativo derivado del uso de estos grupos de generación al evitar las multas asociadas al exceso de interrupciones. En este contexto, la estimación de ingresos para cada tecnología se basó directamente en la reducción de costos generada por no incurrir en dichas multas.

Específicamente, para la comuna de Quemchi, foco principal del presente estudio, se utilizó como referencia el valor de *SAIDI* interno registrado por la empresa distribuidora en el año 2024, el cual alcanzó las 20,5 [h]. Considerando que el límite normativo para dicha comuna es de 14 [h], se determinó un excedente de 6,5 [h] de interrupción. Este excedente constituye un dato clave para la construcción de los flujos de caja, ya que estos ingresos se determinaron multiplicando dicho excedente por el valor de la multa correspondiente en pesos por hora [\$/h].

El valor específico de esta multa se calculó como una incógnita dentro de cada flujo de caja, ajustándose para asegurar un Valor Actual Neto (VAN) positivo, particularmente buscando una Tasa Interna de Retorno (TIR) entre el 8,1 % y el 8,3 %. Este rango, levemente superior a la tasa de descuento utilizada del 8 %, asegura la viabilidad financiera del proyecto. De esta forma, cada flujo de caja fue calculado utilizando este criterio metodológico, proporcionando así un análisis económico detallado y específico para cada una de las tecnologías consideradas.

Cada flujo de caja se presenta de manera referencial con el objetivo de obtener una estimación preliminar del quantum de la multa requerida para asegurar la viabilidad financiera de la implementación. La estructura de costos asociada a estos flujos sigue una metodología similar para todas las tecnologías consideradas, aunque con fundamentos específicos para cada tipo. Inicialmente, se describe detalladamente el procedimiento utilizado para la generación mediante diésel, dado que esta metodología presenta algunas diferencias en comparación a las otras tecnologías.

Los costos asociados a los flujos de caja para la tecnología diésel se determinaron principalmente a partir del número de horas que los equipos debían permanecer en operación para cumplir con la cobertura de *SAIDI* según la metodología seleccionada. De esta forma, se utilizó el consumo anual calculado a partir del rendimiento específico de cada generador, multiplicado por el precio del litro de diésel vigente al momento del estudio en la comuna de Quemchi (\$1.075 por litro). Además, se contempló un costo anual de mantenimiento correspondiente al 2 % del valor inicial de los equipos. Cabe destacar que, debido a la amplia disponibilidad comercial de esta tecnología, los costos específicos de adquisición de los equipos fueron obtenidos directamente del mercado para cada equipo modelado (véase referencias [60], [61] y [62]). Adicionalmente, a estos costos iniciales se incorporaron gastos de instalación equivalentes al 10 % del valor del equipo y un 5 % adicional para representar costos indirectos asociados a la implementación (estos porcentajes se mantienen para las demás tecnologías). En síntesis, los ingresos para los equipos diésel se determinaron multiplicando las 6,5 [h] de excedente por el valor requerido de la multa (\$/h), mientras que los costos operativos se definieron en función de las horas de uso del generador según la metodología empleada, su rendimiento específico y el costo del diésel, complementados por la inversión inicial compuesta por el valor del equipo, instalación y costos indirectos.

En contraste, la estructura del flujo de caja experimenta cambios al considerar tecnologías renovables, almacenamiento y sistemas híbridos. Dado que estas tecnologías no dependen del consumo de combustibles, las horas de uso ya no constituyen una variable directa en los costos operativos, limitándose estos principalmente a costos anuales de mantenimiento. Además, en este grupo de tecnologías, el costo inicial de inversión presenta una mayor complejidad debido a que, por ejemplo, en sistemas fotovoltaicos, el número de paneles puede variar considerablemente según la capacidad de cada unidad. No obstante, para todas estas tecnologías, la potencia instalada requerida según cada metodología permanece claramente definida.

Para abordar esto, se utilizó el Informe de Costos de Tecnología de Generación y Almacenamiento elaborado por la CNE [63], el cual entrega valores promedio de inversión expresados en [USD/kW] para cada tecnología considerada. Estos valores fueron convertidos a pesos chilenos por kW (\$/kW) para simplificar comparaciones futuras respecto a las multas necesarias en los ingresos estimados. Es relevante señalar que la CNE establece una

clara distinción entre generación solar convencional y solar en modalidad de generación de pequeña escala (MGPE), así como también en tecnologías eólicas. Esta diferenciación garantiza una comparación económica adecuada, al considerar capacidades equivalentes en lugar de contrastar proyectos de diferente escala económica.

Sin embargo, para tecnologías de almacenamiento, la CNE no establece tal distinción debido a la menor variedad y especificidad comercial disponible en el mercado nacional. Para complementar esta información y asegurar la coherencia de los costos considerados, se revisó adicionalmente el Reporte Mensual de Proyectos de Construcción e Inversión en el Sector Energía del mes de marzo de 2025 elaborado por el Ministerio de Energía [64]. Este reporte permitió corroborar que los montos de inversión utilizados estuvieran acordes con proyectos específicos del segmento de PMGD para no generar errores de densidad económica.

Además, el mismo Informe de Costos elaborado por la CNE proporciona información sobre los porcentajes de costos fijos anuales para estas tecnologías, expresados como una fracción del valor total de la inversión inicial. Estos porcentajes fluctúan típicamente entre 1 % y 2 %; para efectos de este estudio, se decidió utilizar el valor del 2 % como costo anual fijo en todos los flujos de caja desarrollados.

Finalmente, los flujos de caja desarrollados para cada tecnología y escenario de cobertura se presentan en el Anexo correspondiente, desde la Tabla [A.6] hasta la Tabla [A.29]. Estas tablas contienen el detalle anual de ingresos, costos operacionales, inversiones iniciales, costos fijos y valores de evaluación económica (VAN y TIR), permitiendo visualizar de manera clara la viabilidad económica estimada para cada alternativa considerada.

6.3. Resultados

Para la correcta interpretación de los resultados económicos obtenidos, es necesario establecer un contexto que permita evaluar la viabilidad financiera de cada solución propuesta. Hasta el momento, mediante la herramienta del flujo de caja, se ha determinado el valor que debe tener la multa asociada al exceso de *SAIDI* para que cada alternativa tecnológica logre un retorno económico positivo. Sin embargo, para atribuir realismo a estos resultados y validar su aplicabilidad, es fundamental contrastarlos con información empírica.

Con este propósito, se utilizó el catastro de multas analizado previamente en la Sección [6.1.2]. En particular, se revisaron en detalle las resoluciones sancionatorias emitidas por la SEC, calculando para cada caso la relación [\$/h] asociada al exceso de *SAIDI* observado. Este cálculo se realizó identificando el quantum total de la sanción monetaria y dividiéndolo por la suma total de horas de exceso de *SAIDI* correspondientes a todas las comunas afectadas incluidas en cada resolución.

De esta forma, se obtuvo un conjunto de valores representativos del costo monetario que ha implicado históricamente para las empresas distribuidoras cada hora de incumplimiento normativo por continuidad de suministro. Esta variabilidad y dispersión de las multas por hora se presenta en la Figura [6.4], sirviendo como referencia para evaluar si los montos requeridos por cada flujo de caja se encuentran dentro de rangos observables en el contexto regulatorio nacional.

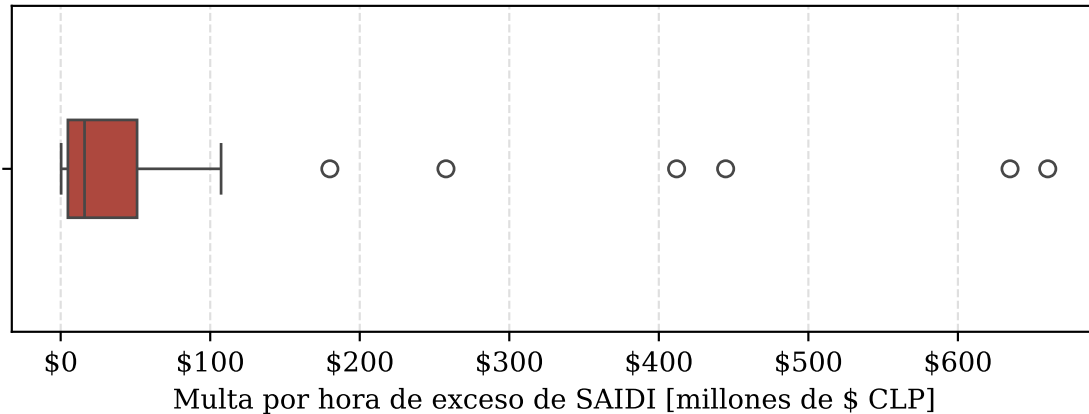


Figura 6.4: Diagrama de caja para representación del valor hora de exceso de *SAIDI*. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 6.4 presenta un diagrama de caja que resume la dispersión de los montos históricos sancionados por la SEC, expresados en [\$/h] por exceso de *SAIDI*. Este gráfico entrega una visión clara de los rangos en que se han movido las multas aplicadas en los distintos procesos sancionatorios revisados.

Del análisis se desprenden los siguientes valores estadísticos relevantes:

- **Mínimo:** 303.929 [\$/h]
- **Percentil 25 (P25):** 4.821.633 [\$/h]
- **Mediana (P50):** 15.964.651 [\$/h]
- **Percentil 75 (P75):** 51.088.881 [\$/h]
- **Máximo:** 660.076.923 [\$/h]
- **Promedio:** 73.683.400 [\$/h]

Se observa que el rango de multas históricas es altamente disperso, con un valor máximo que supera ampliamente tanto la mediana como el P75. Este comportamiento indica la existencia de casos atípicos con sanciones significativamente elevadas. La mediana, que representa el valor central de la distribución, se sitúa en torno a los \$16 millones por hora de exceso de *SAIDI*, mientras que el P25 señala que el 25 % inferior de los casos presenta multas menores a aproximadamente \$4,8 millones por hora.

Una vez caracterizado el rango histórico de sanciones económicas por exceso de *SAIDI*, resulta pertinente contrastar esta información con los valores mínimos requeridos para que cada alternativa tecnológica resulte financieramente viable. Es decir, determinar si las soluciones propuestas pueden sustentarse económicamente bajo el contexto regulatorio actual.

La Figura 6.5 presenta la distribución de los valores mínimos de multa necesaria (en [\$/h]) que hacen posible que cada flujo de caja alcance una TIR superior al 8 %, cumpliendo así con el criterio de viabilidad financiera.

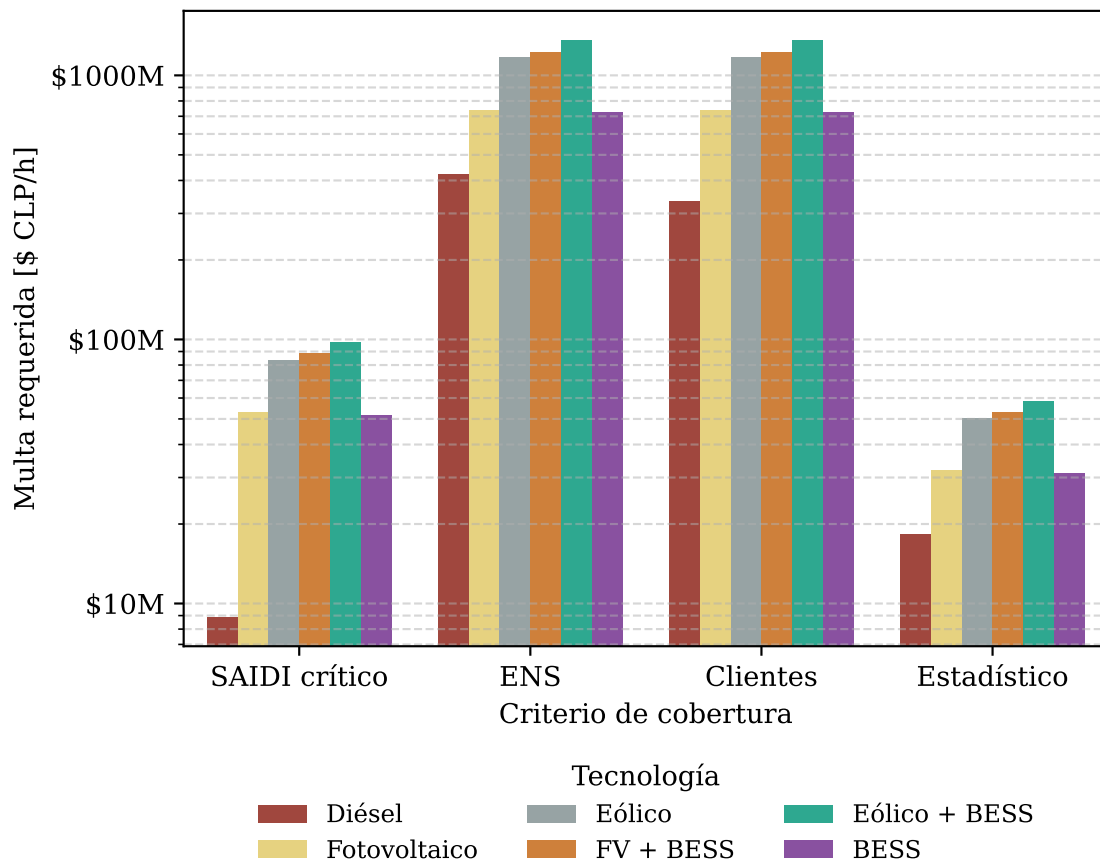


Figura 6.5: Comparación del valor de multa necesaria en \$/h para viabilidad financiera en proyectos de GD según metodología de estudio. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 6.5 presenta los valores necesarios de multa por hora excedida de SAIDI que permiten alcanzar la viabilidad financiera en cada alternativa tecnológica evaluada, bajo los cuatro criterios de cobertura definidos. El análisis evidencia de forma consistente que la tecnología diésel requiere el menor valor de multa para asegurar un retorno positivo en todos los escenarios. Esto puede atribuirse principalmente a su menor inversión inicial, su alta disponibilidad comercial y su flexibilidad operativa ante eventos de interrupción.

En todos los criterios evaluados, se repite una jerarquía tecnológica ascendente en cuanto al valor de multa necesario: Diésel < Fotovoltaico < BESS < Eólico < Fotovoltaico+BESS < Eólico+BESS. Esta tendencia se relaciona directamente con los niveles de inversión requeridos por cada tecnología y la dependencia que tienen del almacenamiento para asegurar continuidad de suministro. Las tecnologías híbridas, al combinar fuentes renovables con almacenamiento, incrementan significativamente los costos de capital, lo que se traduce en un mayor valor de multa necesario para justificar la inversión.

Un punto relevante es que los criterios de cobertura basados en ENS acumulada y prioridad de clientes afectados presentan resultados idénticos entre sí en la mayoría de las tecnologías. Esto ocurre porque ambos enfoques requieren la misma capacidad instalada para garantizar la reducción del SAIDI, siendo su diferencia más notoria en el caso del diésel. En esta tecnología, el criterio de prioridad de clientes requiere menos horas

de operación que el criterio basado en ENS, lo que disminuye los costos operativos por combustible, permitiendo así un umbral de viabilidad financiera con una multa más baja.

Una vez establecidas las tendencias del valor de multa necesaria por tecnología y criterio de cobertura, junto con el comportamiento histórico de las multas efectivamente aplicadas por la SEC, resulta fundamental definir una clasificación de viabilidad extendida para la implementación de estas soluciones. Esta clasificación busca complementar el análisis financiero realizado en los flujos de caja, incorporando la plausibilidad regulatoria de los valores requeridos.

Para ello, se utilizó como referencia la distribución estadística de las multas por hora de exceso de *SAIDI*, previamente analizada en la Figura 6.4. Con base en estos datos, se establecieron los siguientes criterios de viabilidad:

- **No viable:** Si el valor de la multa necesaria por hora de exceso de *SAIDI*, estimado en el flujo de caja, es superior al valor máximo observado históricamente en las sanciones aplicadas por la SEC, se considera que la alternativa es inviable desde el punto de vista regulatorio y financiero.
- **Viabilidad marginal:** Si el valor de la multa necesaria se encuentra entre el valor máximo y el percentil 75 de la distribución histórica, la alternativa se considera marginalmente viable. En este caso, su implementación requeriría condiciones regulatorias excepcionales o un cambio en la política sancionatoria vigente.
- **Viabilidad probable:** Si el valor de la multa necesaria se encuentra dentro del rango intercuartil (entre el percentil 25 y el 75), se considera que la tecnología y metodología evaluada es razonablemente viable, dado que dichos valores han sido aplicados con frecuencia por la SEC en procesos sancionatorios previos.

Los resultados de esta clasificación se presentan en la Figura 6.6 y se detallan de forma completa en la Tabla 6.1.

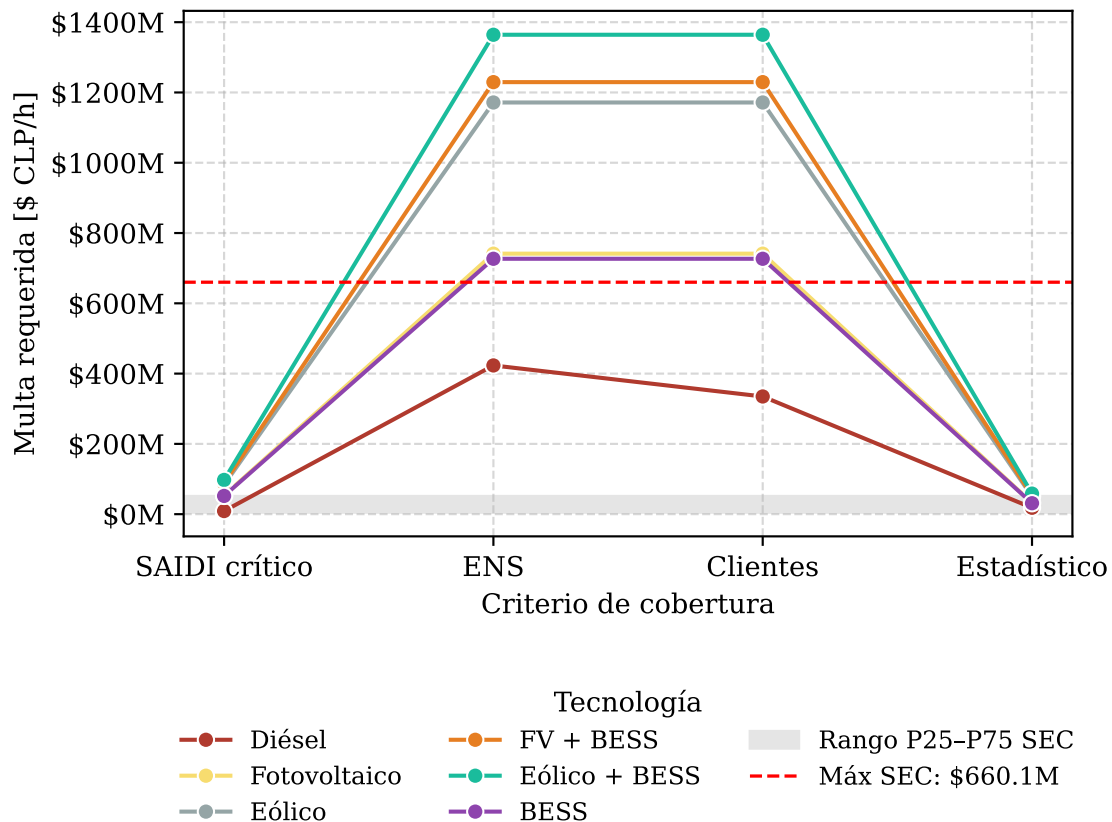


Figura 6.6: Rangos de viabilidad de tecnologías y metodologías propuestas. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.1: Evaluación de viabilidad por tecnología. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Viables	Marginales	Descartadas
BESS	1	1	2
Diésel	2	2	0
Eólico	1	1	2
Eólico + BESS	0	2	2
FV + BESS	0	2	2
Fotovoltaico	1	1	2
Total	5	9	10

La Tabla 6.1 sintetiza la evaluación de viabilidad económica de cada tecnología considerando los valores requeridos de multa por hora excedida de *SAIDI* y su comparación con los rangos históricamente aplicados por la SEC. De los 24 flujos de caja evaluados, solo 5 alternativas resultaron plenamente viables, 9 fueron clasificadas como marginales y 10 quedaron descartadas por requerir valores de multa superiores al máximo registrado en la práctica sancionatoria.

Destaca la tecnología diésel, que presenta la mayor robustez en términos de viabilidad, siendo la única con dos metodologías calificadas como plenamente viables y ninguna des-

cartada. Esto se explica por su bajo costo de inversión inicial y la capacidad de operar de forma flexible durante las horas necesarias para cubrir el exceso de *SAIDI*.

En contraste, las tecnologías híbridas como eólico + BESS y fotovoltaico + BESS no presentan ninguna alternativa plenamente viable, y la mitad de sus evaluaciones fueron descartadas. Esto refleja su mayor costo de inversión y menor competitividad en soluciones actuales, debido a su reciente competitividad comercial, lo que requiere multas por hora demasiado elevadas para alcanzar viabilidad financiera.

Las tecnologías fotovoltaica, eólica y BESS en configuración aislada muestran un comportamiento intermedio, con al menos una opción viable y otras consideradas marginales o descartadas. Este resultado es consistente con su dependencia de altos costos de capital y su menor flexibilidad operativa frente al perfil de demanda horaria exigido por las distintas metodologías de cobertura.

En términos generales, los resultados refuerzan la idea de que las soluciones más viables bajo el actual esquema regulatorio son aquellas que combinan bajo CAPEX y flexibilidad operativa, como el caso del diésel. En cambio, las tecnologías renovables y de almacenamiento requieren o bien una significativa reducción de costos o la existencia de incentivos regulatorios adicionales para ser económicamente atractivas en este tipo de aplicaciones.

Si anteriormente se analizaron los flujos de caja individuales y su respectiva viabilidad financiera según los criterios establecidos, es importante considerar que todos estos flujos asumen que el exceso de *SAIDI* se mantiene constante durante todo el horizonte de evaluación. Específicamente, este exceso fue fijado en 6,5 [h], correspondiente al valor observado en el año 2024 para la comuna de Quemchi, que fue el último año disponible al momento del estudio.

Con el fin de evitar sesgos en la evaluación y representar de mejor forma el comportamiento histórico y potencial de la comuna, se decidió incorporar un análisis de sensibilidad sobre la variable del exceso de *SAIDI*. Este análisis permite observar cómo varía el valor de la multa necesaria para hacer financieramente viable cada proyecto, dependiendo del nivel de incumplimiento normativo registrado.

El análisis de sensibilidad se realizó para un rango de exceso de *SAIDI* entre 1 y 18 horas. Este intervalo fue seleccionado considerando que 18 horas representa el mayor exceso registrado históricamente en Quemchi (véase Tabla 3.5) desde la implementación de la normativa de límites *SAIDI* (año 2017).

Asimismo, con el objetivo de mantener claridad en la interpretación y establecer cotas de comportamiento, este análisis se aplicó a todas las tecnologías consideradas, pero solo para dos de las metodologías de cobertura previamente definidas: *Cobertura SAIDI crítico* y *Cobertura de ENS acumulada*. Esta selección se fundamenta en que dichas metodologías presentaron, en todos los escenarios evaluados, los valores mínimos y máximos de multa necesaria para alcanzar la viabilidad financiera de los proyectos propuestos.

Las Figuras 6.7 y 6.8 presentan el análisis de sensibilidad del valor de la multa necesaria en función del exceso de *SAIDI*, para dos metodologías representativas: *Cobertura SAIDI crítico* y *Cobertura ENS acumulada*. En ambas gráficas, el eje horizontal representa el número de horas de exceso de *SAIDI*, desde 1 hasta 18 horas, mientras que el eje vertical muestra el valor de la multa necesaria expresada en \$/h, utilizando escala logarítmica para facilitar la comparación entre tecnologías.

En primer lugar, se observa que en ambas metodologías la tecnología diésel requiere

consistentemente los valores más bajos de multa para alcanzar la viabilidad financiera, lo que refuerza su conveniencia económica, especialmente en contextos con altos excesos de *SAIDI*. Esta característica se debe a su bajo costo de inversión y rápida capacidad de respuesta ante contingencias.

Por otro lado, las tecnologías renovables puras como la fotovoltaica y la eólica presentan requerimientos de multas significativamente mayores, especialmente en rangos bajos de exceso de *SAIDI*. Esto se debe a su mayor inversión inicial, y a que los costos no dependen directamente del número de horas operativas. La inclusión de almacenamiento (BESS) en sistemas híbridos tampoco presenta ventajas significativas en términos de multa necesaria, aumentando aún más los costos y complejidad de implementación.

Se destaca además que, para excesos de *SAIDI* superiores a 12 horas, se produce una convergencia entre varias tecnologías, lo que sugiere que a medida que se incrementa el incumplimiento, la diferencia de viabilidad entre tecnologías tiende a reducirse. Esta observación implica que, en contextos de alta criticidad, algunas tecnologías renovables podrían alcanzar viabilidad económica si se mantiene una tendencia alta de incumplimiento normativo.

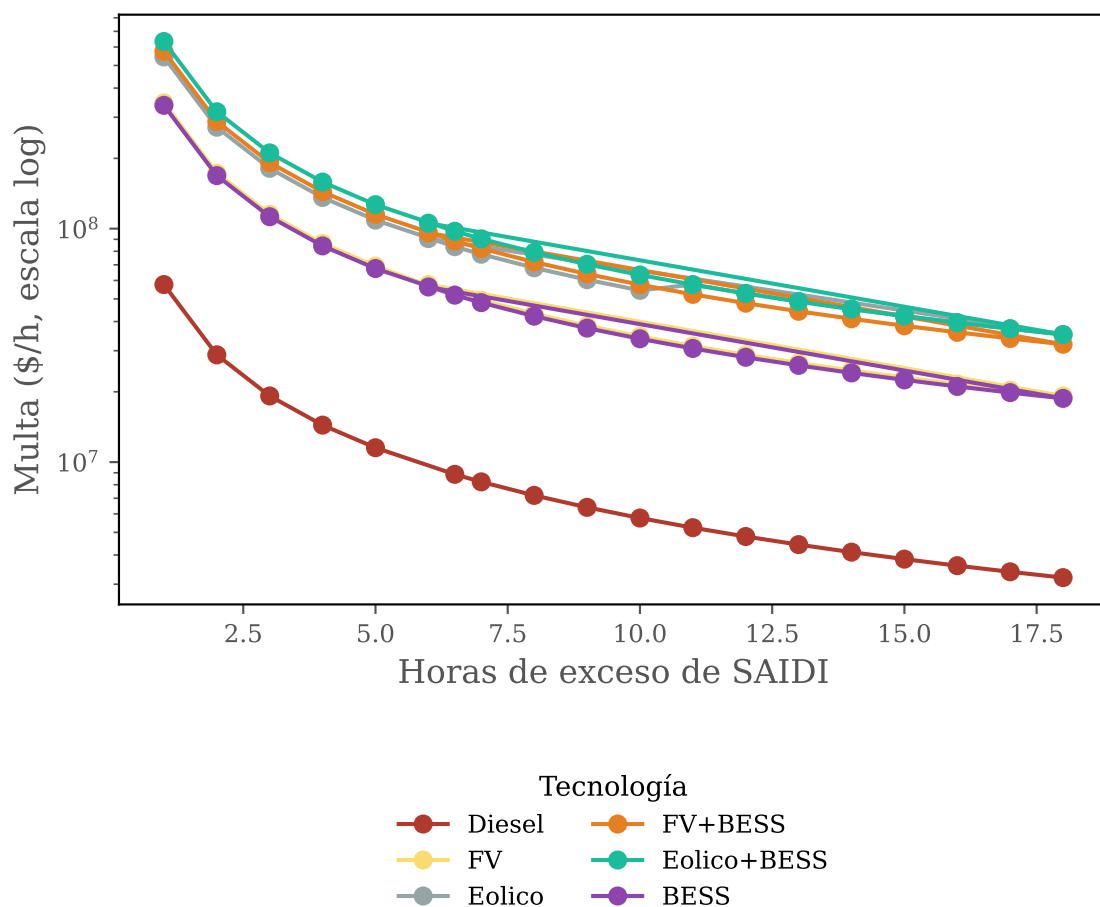


Figura 6.7: Sensibilidad para tecnologías propuestas de GD en relación a horas de exceso de *SAIDI* y variación del valor de multa (\$/h) para viabilidad financiera en metodología de cobertura de *SAIDI* crítico.

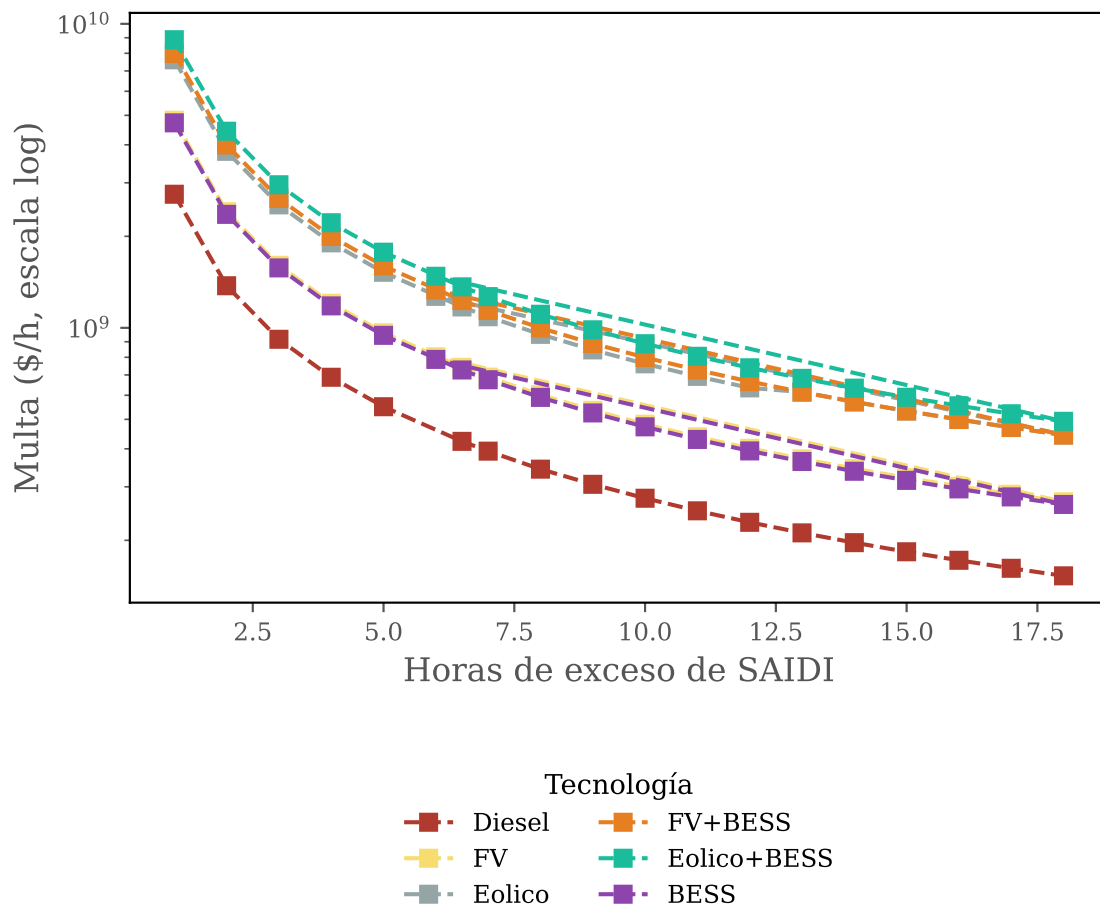


Figura 6.8: Sensibilidad para tecnologías propuestas de GD en relación a horas de exceso de *SAIDI* y variación del valor de multa (\$/h) para viabilidad financiera en metodología de cobertura de ENS.

Para complementar el análisis de sensibilidad previamente realizado, se presenta la Figura 6.9, la cual incorpora la clasificación de viabilidad definida previamente según la distribución histórica de multas reales en \$/h establecida por la SEC, con tres rangos: **Viable** (valores entre los percentiles 25 y 75), **Marginal** (entre el percentil 75 y el valor máximo), y **No viable** (por sobre el valor máximo registrado). En dicha figura, se consideraron exclusivamente las metodologías que entregaron los extremos del análisis anterior: *Cobertura SAIDI crítico* (abreviada como MIN) y *Cobertura ENS acumulada* (abreviada como MAX). Asimismo, se utilizó la nomenclatura abreviada para las tecnologías: DIE (Diésel), FV (Fotovoltaico), EOL (Eólica), B (BESS), y las combinaciones FV+B y EOL+B.

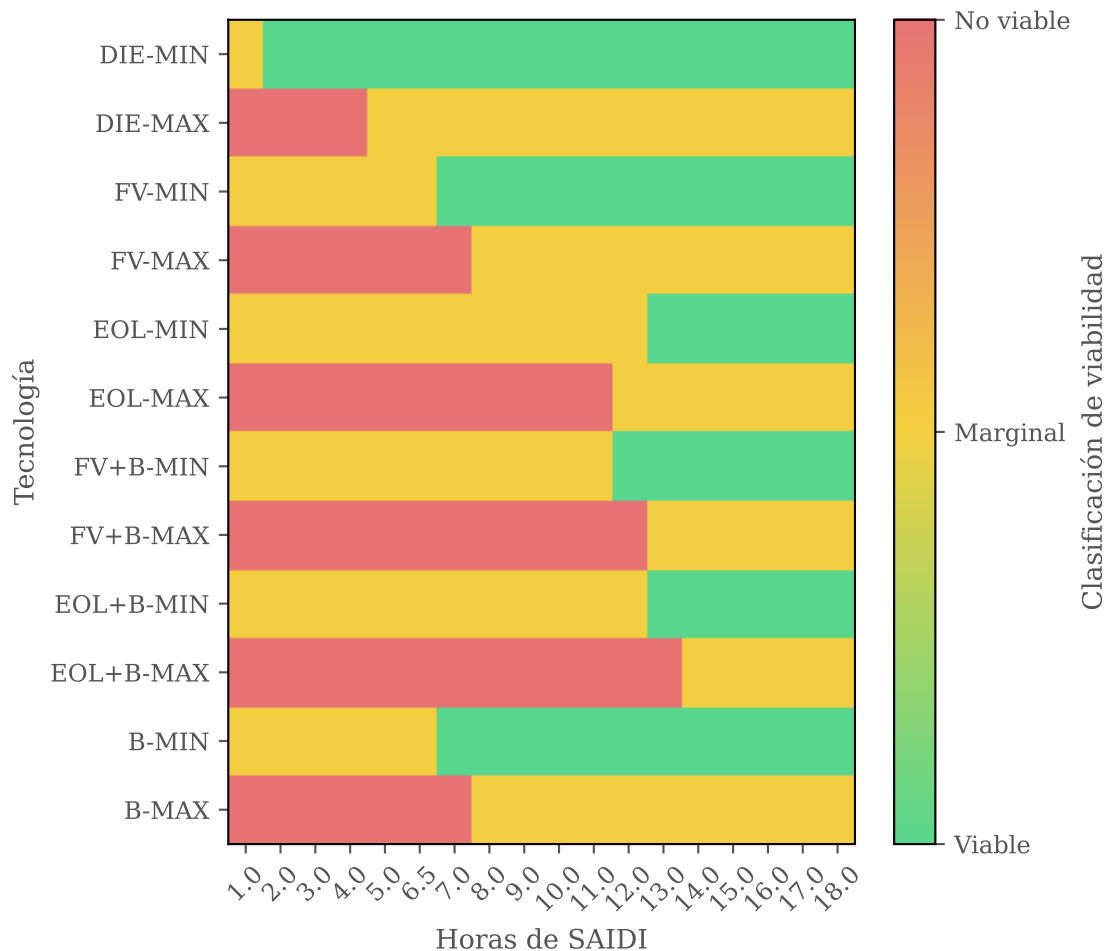


Figura 6.9: Distribución de viabilidad relacionado a todas las tecnologías propuestas en base a la sensibilidad realizada para las dos metodologías que otorgaban la multa mínima y máxima necesaria para la viabilidad financiera.

Del análisis de la figura se pueden destacar las siguientes observaciones:

- La tecnología **diésel** bajo ambas metodologías se posiciona dentro del rango viable o marginal para todo el rango analizado de horas de exceso, confirmando su solidez financiera aún ante escenarios moderadamente exigentes.
- La generación **Fotovoltaica** se presenta como viable únicamente a partir de excesos cercanos a las 7 horas en el caso más favorable (MIN), mientras que en la metodología MAX, comienza a lograr una condición marginalmente viable en esa misma cantidad de horas, lo cual podría limitar su aplicación práctica en escenarios de menor incumplimiento.
- La generación **Eólica** muestra una tendencia similar a la fotovoltaica, pero con mayores requerimientos de exceso de *SAIDI* para alcanzar condiciones viables, incluso en su escenario más favorable.
- Las combinaciones híbridas **FV+B** y **EOL+B**, tanto en MIN como en MAX, requieren valores extremadamente altos de exceso de *SAIDI* para ingresar al rango

marginal de viabilidad, por lo que resultan inviables en la mayoría de los casos analizados. Su viabilidad, solo es posible con mayores horas de exceso en *SAIDI* y con una limitada generación instalada.

- Finalmente, la tecnología **BESS** por sí sola (B-MIN y B-MAX) logra viabilidad en su caso menos exigente de capacidad instalada, pero requiriendo altos excesos de *SAIDI* para ser considerada marginalmente viable en su caso máximo, lo que sugiere que su aplicación requiere condiciones de incumplimiento persistente o apoyo de incentivos adicionales.

Este análisis permite visualizar de forma clara cómo cada combinación tecnológica-metodológica se posiciona dentro del rango histórico de multas reales, y facilita la identificación de aquellas opciones más robustas ante distintos escenarios de exceso de *SAIDI*.

6.4. Conclusiones del Capítulo

El presente capítulo ha permitido evaluar rigurosamente la viabilidad financiera de distintas tecnologías de GD, considerando tanto su implementación técnica como su sostenibilidad económica bajo el actual esquema regulatorio de sanciones por incumplimiento de continuidad de suministro. El análisis se ha centrado en la comuna de Quemchi, representativa de las zonas rurales con mayores dificultades de calidad de servicio, y se ha estructurado en base al desarrollo de flujos de caja para distintas combinaciones de tecnologías y metodologías de cobertura.

Las principales conclusiones son las siguientes:

- **La viabilidad financiera de cada alternativa depende críticamente del valor de multa necesario por hora de exceso de *SAIDI*.** Este valor, ajustado en cada flujo de caja para lograr una Tasa Interna de Retorno (TIR) mínima de 8,1 %, representa el umbral económico mínimo que justificaría la inversión desde la perspectiva de la distribuidora.
- **Las tecnologías con menor inversión inicial y mayor flexibilidad operativa, como el diésel, destacan como las más viables.** El análisis evidenció que el diésel es la única tecnología que logra viabilidad financiera bajo múltiples metodologías de cobertura y sin requerir valores de multa que excedan los rangos históricamente aplicados por la SEC.
- **Las tecnologías renovables puras, como la fotovoltaica y la eólica, presentan una viabilidad más limitada,** especialmente bajo metodologías que requieren mayor capacidad instalada o cobertura extensiva. No obstante, en escenarios con altos niveles de exceso de *SAIDI* (superiores a 10–12 horas), estas tecnologías podrían alcanzar condiciones de viabilidad regulatoria marginal o plena, dependiendo de su escala de implementación.
- **Las tecnologías híbridas y los sistemas de almacenamiento (BESS) presentan mayores desafíos de viabilidad financiera,** debido a su alto CAPEX. Incluso en condiciones favorables, requieren valores de multa significativamente superiores a la mediana histórica, limitando su aplicación sin incentivos regulatorios adicionales.

- **La clasificación de viabilidad regulatoria permite integrar el análisis financiero con la realidad sancionatoria histórica**, estableciendo un marco de decisión más robusto. La introducción de rangos de viabilidad (viable, marginal, no viable) permitió identificar qué alternativas se sitúan dentro de los valores observables en la práctica regulatoria nacional.
- **El análisis de sensibilidad realizado sobre el exceso de *SAIDI* refuerza la robustez del análisis financiero**. Este ejercicio permitió explorar cómo varía la multa requerida con distintos niveles de incumplimiento, demostrando que las tecnologías más viables mantienen su competitividad incluso bajo escenarios menos exigentes, mientras que las menos viables requieren condiciones extremas para justificar su implementación.
- **Las metodologías de cobertura *SAIDI* crítico (MIN) y ENS acumulada (MAX) permiten establecer cotas realistas del espectro de evaluación**. Ambas metodologías presentaron de forma consistente los extremos del rango de multa necesaria para cada tecnología, permitiendo representar los casos más conservadores y exigentes en la toma de decisiones.

En conjunto, los resultados obtenidos entregan una herramienta práctica y metodológicamente sólida para orientar la toma de decisiones respecto a la implementación de soluciones de generación distribuida como estrategia para mejorar la continuidad de suministro en zonas rurales. Además, este análisis permite identificar brechas entre la viabilidad económica de las tecnologías y los incentivos implícitos en el marco sancionatorio actual, lo que abre la puerta a futuras discusiones sobre eventuales reformas regulatorias o esquemas de fomento que viabilicen tecnologías más limpias y sostenibles.

Capítulo 7

Propuesta de Criterios para Implementación

Este capítulo presenta una propuesta metodológica para definir criterios técnicos y económicos que orienten la implementación de soluciones de GD en aquellas comunas del país que presentan deficiencias en la calidad de suministro eléctrico. La finalidad de este análisis es establecer un marco estructurado y replicable que permita identificar, evaluar y priorizar territorios donde la instalación de GD como respaldo pueda representar una solución efectiva, eficiente y justificada.

A partir de los resultados obtenidos en capítulos anteriores, se desarrolla una revisión detallada de las variables más incidentes desde una perspectiva técnica y económica, y se propone una matriz de evaluación multicriterio como herramienta de aplicación práctica. Además, se introduce una metodología de dimensionamiento basada en la cobertura estadística modal, que permite establecer el tamaño óptimo de generación según patrones históricos de fallas.

Esta propuesta busca sentar las bases para una toma de decisiones más informada en el contexto de la continuidad de suministro, abordando no solo la urgencia técnica de determinadas zonas, sino también la racionalidad económica detrás de cada posible implementación.

7.1. Criterios Técnicos

Para la implementación de soluciones de GD, uno de los criterios más relevantes corresponde al nivel de calidad de suministro eléctrico que presentan las comunas. En este sentido, es prioritario focalizar estas soluciones en aquellas zonas donde los indicadores *SAIDI* superen los límites establecidos por la normativa vigente. Este indicador, al reflejar la duración promedio de interrupciones por usuario, se constituye como la principal referencia para evaluar la continuidad del servicio eléctrico.

No obstante, es importante destacar que la implementación de GD no debe ser considerada exclusivamente para comunas con incumplimiento normativo. Existen casos donde, aun cumpliéndose los estándares regulatorios, las empresas distribuidoras enfrentan prolongadas interrupciones producto de eventos externos o de fuerza mayor, tales como

fenómenos climáticos o fallas en infraestructura de transmisión. En estos escenarios, la GD puede actuar como una solución de respaldo estratégico, entregando continuidad de suministro en situaciones de emergencia. La evaluación de su viabilidad en tales contextos debe considerar tanto criterios económicos como el posible impacto social asociado a la mejora del bienestar de los clientes.

Desde una perspectiva técnica, si bien *SAIDI* y *SAIFI* están correlacionados, el primero adquiere mayor relevancia dentro de este estudio, tanto por su impacto en las multas regulatorias como por su capacidad de reflejar más directamente los efectos de la solución propuesta. Aun así, la mejora del *SAIDI*, en la mayoría de los casos, conlleva también una mejora en el *SAIFI*, al disminuir la proporción de clientes afectados por interrupciones.

Otro criterio técnico clave es la densidad de red eléctrica. El análisis desarrollado a lo largo del estudio evidenció que las comunas con mayor nivel de incumplimiento en *SAIDI* suelen corresponder a zonas rurales o mixtas, las cuales se caracterizan por poseer redes con densidad baja, muy baja o extremadamente baja. Este patrón es consistente con la distribución geográfica de las comunas más críticas y permite argumentar que la solución de GD resulta más adecuada en estos contextos.

En redes de baja densidad, la cantidad de clientes por kilómetro de red es baja, por lo que el impacto de una falla puede ser proporcionalmente alto en términos de *SAIDI*. En contraste, en zonas con redes de mayor densidad, el efecto relativo de una interrupción puede diluirse debido al alto número de clientes conectados, reduciendo su peso dentro del indicador agregado. No obstante, en estas zonas urbanas, la implementación de soluciones de GD móviles, como en generadores diésel o sistemas de baterías, puede representar una alternativa efectiva. Este tipo de soluciones, ya utilizadas por algunas distribuidoras, presentan ventajas logísticas al poder ser trasladadas rápidamente entre sectores debido a la infraestructura urbana existente.

Asimismo, debe considerarse la infraestructura eléctrica básica disponible en cada comuna. Muchas zonas rurales cuentan con redes bifásicas o incluso monofásicas con retorno por tierra [65], lo que complica la implementación directa de sistemas trifásicos de GD, como los evaluados en este estudio. La adecuación de estas redes implicaría inversiones adicionales, tanto para su ampliación como para garantizar la compatibilidad con las nuevas fuentes de generación. Similarmente, es necesario revisar la capacidad de los alimentadores existentes en la concesión para determinar si permiten la integración de estos equipos sin requerir refuerzos significativos.

La accesibilidad física es otro aspecto técnico crucial. La facilidad de acceso a los sitios de instalación es determinante para asegurar una operación y mantenimiento eficientes. En este sentido, se recomienda que los sistemas instalados en zonas rurales cuenten con mecanismos de conexión y desconexión automatizados. Debido a la dispersión geográfica y dificultades logísticas propias de estas zonas, depender de la operación manual podría significar demoras importantes que limitarían el impacto de la solución en la mejora del *SAIDI*.

La elección de la tecnología de generación debe considerar los recursos energéticos disponibles en cada zona. Si bien el diésel ha demostrado ser técnicamente confiable, con rápida respuesta ante contingencias y facilidad de operación, otras tecnologías basadas en fuentes renovables pueden jugar un rol importante bajo una lógica de sostenibilidad. Tecnologías como sistemas fotovoltaicos con baterías podrían incorporarse en comunas con

buen potencial solar, según herramientas como el Explorador Solar, mientras que en zonas con buenos recursos eólicos, podrían evaluarse pequeñas turbinas o híbridos eólico-batería. Aun así, dado el carácter de emergencia de la mayoría de las aplicaciones consideradas, el diésel y las baterías siguen siendo las opciones más robustas y efectivas en términos de confiabilidad y maniobrabilidad. El desafío estará en equilibrar estos beneficios técnicos con los aspectos económicos y regulatorios, que se tratarán en los apartados siguientes.

Desde la perspectiva técnica del presente estudio, se propone como metodología principal la cobertura estadística modal para la implementación de soluciones de GD. Esta metodología se basa en analizar el comportamiento histórico de las interrupciones del suministro eléctrico, especialmente en términos de su duración y la potencia afectada, con el fin de identificar patrones frecuentes o “modos” en las fallas del sistema. Esta estrategia permite diseñar esquemas de respaldo más adaptativos y representativos del comportamiento real de la red, especialmente en aquellas zonas con un amplio historial de eventos.

La fortaleza de esta metodología radica en su enfoque probabilístico: al centrarse en los modos estadísticos de interrupciones recurrentes, se logra una representación más realista del fenómeno eléctrico, sin depender exclusivamente de la ocurrencia puntual de eventos críticos. Esta característica la hace robusta frente a la variabilidad estacional o a eventos atípicos, permitiendo una mejor adaptación de la GD instalada para responder a escenarios de contingencia.

En contraposición, si bien la metodología basada en cobertura de *SAIDI* crítico también ha demostrado ser efectiva, su aplicación se sustenta en un enfoque *ex post*, en el que se modela la generación a partir de eventos pasados considerados relevantes. Esta estrategia, aunque eficaz para casos específicos, presenta debilidades metodológicas cuando se proyecta su aplicabilidad a nuevas comunas o sectores sin historial consolidado de fallas críticas. En este sentido, la cobertura modal presenta una ventaja al evitar la dependencia de la exactitud histórica de eventos extremos.

Otros enfoques, como la cobertura por clientes afectados o la cobertura por ENS, priorizan directamente el bienestar de los usuarios o el volumen energético interrumpido, respectivamente. Estas metodologías poseen un valor conceptual importante y pueden alinearse con objetivos sociales. Sin embargo, desde una perspectiva técnica y económica, implican la necesidad de instalar capacidades de GD significativamente mayores, al tratar de cubrir la totalidad de la demanda potencial durante interrupciones. Esto puede desvirtuar el objetivo del estudio, el cual propone una GD de respaldo eficiente, no una replicación completa del suministro convencional.

La implementación masiva de este tipo de enfoques requeriría configurar islas energéticas independientes en cada zona crítica del sistema eléctrico, lo que resultaría poco eficiente y económicamente inviable para soluciones de uso esporádico. Por tanto, se considera que estos métodos, si bien útiles en ciertos contextos, deben aplicarse con cautela y criterios complementarios de priorización.

Finalmente, para una correcta implementación de la estrategia basada en cobertura modal, se considera fundamental la segmentación de las zonas de concesión, especialmente en áreas rurales o de difícil acceso. Identificar sectores críticos, con largas trayectorias para despeje de fallas o con topologías de red complejas, permitirá determinar ubicaciones estratégicas para emplazar GD. Esta segmentación deberá estar alineada con la arquitectura de la red, considerando alimentadores, puntos de seccionamiento y la posibilidad de reconfiguración del flujo energético. En este contexto, el uso de equipos que permitan

el enmallado dinámico de la red de distribución, y que faciliten la inyección de energía desde múltiples topologías, se vuelve una herramienta clave para mejorar la resiliencia y eficiencia del sistema eléctrico local.

7.2. Criterios Económicos

Uno de los principales elementos a considerar para la implementación de soluciones de GD es su viabilidad económica desde la perspectiva de la empresa distribuidora. En este contexto, un criterio fundamental corresponde a la evaluación de las multas asociadas al incumplimiento de los indicadores de continuidad del suministro, en particular el *SAIDI*. Como se analizó en capítulos anteriores, la aplicación de percentiles sobre el historial de multas emitidas por la SEC permite identificar una relación representativa de costo por hora de exceso de *SAIDI* (\$/h), lo que se constituye como una herramienta eficaz para dimensionar el impacto económico de las interrupciones en distintas comunas.

No obstante, esta evaluación debe combinarse con un análisis detallado del comportamiento histórico de las interrupciones en cada comuna crítica. Si bien las empresas distribuidoras buscan cumplir operativamente con los límites normativos para evitar sanciones, la existencia de sectores con vulnerabilidades estructurales hace necesario anticiparse a eventos que puedan derivar en multas. La eficiencia de las sanciones como incentivo económico será tratada en profundidad en los criterios regulatorios, pero desde el punto de vista económico, su cuantificación permite establecer umbrales donde el costo de implementación de GD puede ser compensado por el costo evitado al reducir interrupciones sancionables.

Respecto a las tecnologías consideradas, el análisis económico desarrollado demuestra que la generación con diésel sigue siendo la alternativa más rentable en contextos de respaldo ante contingencias. Esta tecnología presenta bajos costos de inversión inicial, tiempos de respuesta ágiles y costos de operación controlados, lo que la posiciona como la opción más eficiente en escenarios de uso intermitente.

Sin embargo, en el marco de la actual política energética nacional, que promueve una transición hacia fuentes limpias, es relevante considerar tecnologías emergentes como los sistemas de almacenamiento en BESS. Si bien sus costos actuales aún superan a los del diésel, se observa una tendencia a la baja en su precio y un aumento progresivo en su penetración dentro del sistema eléctrico. En consecuencia, se proyecta que en el mediano plazo, las baterías podrían representar una alternativa viable, particularmente si se optimiza su integración en contextos operativos más complejos.

Las tecnologías renovables puras (como solar fotovoltaica o eólica) presentan, en teoría, beneficios ambientales significativos, pero su intermitencia natural las hace poco adecuadas para cubrir eventos de respaldo donde se requiere una respuesta inmediata y predecible. En este sentido, las soluciones híbridas (por ejemplo, FV+BESS o eólico+BESS) ofrecen una opción más robusta en términos técnicos, pero a costa de mayores inversiones, lo que las vuelve económicamente menos atractivas bajo el enfoque de uso esporádico.

Una excepción a esta limitación podría darse si estas tecnologías renovables ya se encuentran instaladas en la zona y se establece un mecanismo contractual para que puedan prestar servicios de respaldo a la red. Este tipo de soluciones no implicaría una inversión directa de la empresa distribuidora en infraestructura, sino que permitiría negociar condiciones comerciales con los propietarios de las centrales, lo cual se abordará en la sección

regulatoria.

Cabe destacar que el objetivo de estas soluciones no es generar una ganancia económica directa para la empresa distribuidora, sino redirigir el capital que eventualmente se destinaría al pago de multas hacia inversiones que mejoren la calidad del suministro y la relación con los clientes. En algunos casos, esta inversión puede incluso derivar en beneficios reputacionales, menor carga regulatoria y una percepción positiva por parte de los usuarios al recibir un servicio más continuo y confiable.

Finalmente, desde la perspectiva del dimensionamiento económico, se refuerza la ventaja de utilizar la metodología estadística modal, ya que permite estimar tamaños de GD que no requieren instalar capacidades excesivas. A diferencia de metodologías basadas en cobertura total de clientes o de ENS, el enfoque modal apunta a cubrir escenarios representativos, lo que se traduce en menores costos de implementación sin perder efectividad en la mejora del *SAIDI*.

7.3. Criterios Regulatorios

La implementación efectiva de soluciones de GD para mejorar la calidad de suministro requiere una revisión profunda del marco regulatorio vigente, el cual presenta vacíos y limitaciones para una integración ordenada y transparente de este tipo de tecnologías.

Actualmente, el **Valor Agregado de Distribución (VAD)** constituye el componente tarifario destinado a remunerar a las empresas distribuidoras por los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las redes eléctricas, además de incorporar una rentabilidad razonable. El VAD es calculado para cada Área Típica de Distribución (ATD) a partir del análisis de una empresa modelo eficiente.

Durante el estudio, se revisó el *Informe Final Definitivo Versión 3 Estudio VAD Área Típica ATD5* [66], cuya empresa referencial fue SAESA. En el nuevo proceso 2024–2028, esta corresponde a la ATD 4. En dichas bases se observa que los **grupos electrógenos** forman parte del inventario de equipos considerados para el cálculo del VAD, aunque únicamente de manera referencial, sin especificaciones operativas ni instrucciones claras sobre su utilización. Estos equipos se asumen dentro de los costos estándar de la empresa modelo, sin detallar criterios técnicos o económicos para su implementación efectiva.

Actualmente los sistemas de generación de respaldo son **autodespachados** por cada empresa distribuidora a discreción, sin la obligación de reportar su operación al CEN, ni en términos de energía generada ni de costos involucrados. Además, estas soluciones **no pueden operar bajo el régimen PMGD**, ya que las distribuidoras están sujetas al principio de *giro único*, lo que les impide participar en el mercado de generación.

7.3.1. Registro obligatorio de generación de respaldo

La SEC y el CEN deben mantener una **base de datos nacional obligatoria** que registre toda GD de respaldo asociada a cada empresa distribuidora, incluyendo tanto equipos propios como aquellos con contrato de prestación de servicio. Esta base debiera contener información como: ubicación, tecnología, capacidad instalada, tipo de combustible y horas de operación.

Esta propuesta podría implementarse mediante una modificación a la NTCSdx, y sus

beneficios incluyen una mayor *transparencia, trazabilidad y capacidad de auditoría* sobre la operación de estos sistemas.

7.3.2. Reporte mensual de generación de respaldo al CEN

Se propone que toda **energía efectivamente suministrada por generación de respaldo** sea reportada mensualmente al CEN, sin requerir coordinación de despacho. Este reporte serviría para efectos estadísticos y de monitoreo, y permitiría evaluar con mayor precisión la cantidad de energía no suministrada por el mercado, fortaleciendo la gestión de continuidad del servicio.

7.3.3. Valoración tarifaria de la energía de respaldo

En el actual marco tarifario, el precio que paga el cliente está compuesto por múltiples componentes: Precio de Nudo Promedio (*PNP*), cargos por transmisión (CT_x), cargo por servicio público (*CSP*) y el *VAD* (véase ecuación (7.1)). En eventos de contingencia donde se activa generación de respaldo, el cliente **no estaría recibiendo energía desde el sistema interconectado**, por lo que el *PNP* no correspondería ser aplicado. Sin embargo, la medición seguiría siendo registrada por los medidores, lo que abre la discusión sobre qué componente de la tarifa debe cobrarse.

$$\text{Tarifa Eléctrica} = PNP + CT_x + CSP + VAD \quad (7.1)$$

Desde la lógica del *VAD*, este ya contempla las inversiones necesarias para que la empresa modelo cumpla con los estándares normativos. Por tanto, **la energía suministrada en estos eventos no debería ser cobrada a los clientes como parte del suministro contratado**, sino asumida como un costo interno por parte de la empresa distribuidora. Este criterio no elimina la obligación del cliente de pagar el resto de los componentes tarifarios, pero promueve una *remuneración más justa* en función de la calidad efectiva del servicio entregado.

7.3.4. Creación de la figura regulada PMGDr

Se propone la creación de una nueva figura regulada denominada **PMGDr (Pequeño Medio de Generación Distribuida de Respaldo)**, distinta al PMGD convencional, y con las siguientes características:

- Operación exclusivamente en régimen de respaldo ante contingencias.
- Propiedad de la empresa distribuidora, o bien servicios contratados a terceros.
- Sin inyección permanente al sistema eléctrico.
- Remuneración directa a través del *VAD* o mecanismos compensatorios.

Esta figura permitiría **dar marco legal y operacional específico** a este tipo de generación, evitando interpretaciones ambiguas o conflictos normativos.

7.3.5. Fortalecimiento del vínculo entre PMGD y distribuidoras

Se sugiere ampliar normativamente la posibilidad de que una empresa distribuidora pueda **contratar servicios de respaldo con un PMGD existente**, sujeto a condiciones técnicas mínimas. Para incentivar este vínculo, sería necesario desarrollar mecanismos que:

- Remuneren adecuadamente a los PMGD que presten servicios de respaldo o bien, darles esta obligación.
- Ofrezcan incentivos a las distribuidoras por reducir el *SAIDI*.
- Consideren bonificaciones regulatorias por cumplimiento anticipado o mejora de indicadores.

Además, se plantea la necesidad de **crear un ente coordinador específico para el segmento de distribución**, o bien ampliar las atribuciones del CEN, que actualmente no planifica ni coordina esta parte del sistema. Este ente tendría funciones de monitoreo continuo de calidad de servicio, validación de soluciones de respaldo, y coordinación con la SEC en casos de operación excepcional.

7.3.6. Reforzamiento del rol de la SEC

Finalmente, se propone transformar el rol de la SEC desde un **ente exclusivamente fiscalizador ex post hacia un supervisor técnico proactivo**. Este nuevo enfoque permitiría:

- Monitoreo cuasi en tiempo real del desempeño técnico de las distribuidoras.
- Reducción de los plazos para resolución de controversias por calidad de servicio.
- Incentivo para la activación rápida de soluciones de respaldo en caso de fallas.

Además, se recomienda que la SEC **estandarice el cálculo del quantum de las multas** por incumplimiento de *SAIDI* y *SAIFI*, mediante la definición pública de los factores utilizados en su determinación. Esto permitiría mejorar la transparencia del sistema sancionatorio y dotarlo de mayor certeza jurídica para todos los actores del sector.

7.4. Matriz de Evaluación Multicriterio

Con el objetivo de priorizar la implementación de soluciones de generación distribuida de respaldo, se propone una metodología de evaluación basada en una **matriz multicriterio**, la cual integra variables técnicas y económicas que inciden directamente en la conveniencia de implementar estas soluciones en una determinada comuna.

7.4.1. Conformación de la matriz

La matriz está estructurada como una tabla, donde:

- Las **filas** representan comunas a evaluar.
- Las **columnas** corresponden a criterios técnicos y económicos seleccionados.
- Cada celda contiene una **puntuación** del 1 al 5 que refleja el nivel de favorabilidad para ese criterio.

7.4.2. Criterios considerados

- **Técnicos:**
 - Nivel de SAIDI.
 - Densidad de red.
 - Tipo de infraestructura existente.
 - Tamaño del sistema requerido (según metodología de cobertura modal).
- **Económicos:**
 - Historial de multas por incumplimiento de SAIDI.
 - Costo estimado de implementación de la solución.

7.4.3. Escala de puntuación

Cada criterio se evalúa en una escala ordinal del 1 al 5, definida como:

- **5:** Condición óptima o altamente favorable.
- **4:** Condición favorable.
- **3:** Condición intermedia o neutra.
- **2:** Condición poco favorable.
- **1:** Condición desfavorable.

7.4.3.a. Asignación de puntajes por criterio

Para garantizar la reproducibilidad y objetividad de la evaluación multicriterio, se establecen a continuación las reglas utilizadas para asignar el puntaje de 1 a 5 a cada criterio. Estas reglas se basan en datos cuantitativos disponibles o en metodologías desarrolladas previamente en este estudio.

- **Nivel de SAIDI:** se asigna en función del nivel de superación del límite normativo.
 - 5: *SAIDI* superior al límite durante más de un año y con exceso mayor a 15 [h].
 - 4: *SAIDI* superior al límite durante más de un año y exceso entre 10 y 15 [h].
 - 3: *SAIDI* sobre el límite en un solo año, con exceso entre 5 y 10 [h].

- 2: *SAIDI* cercano al límite (menos de 5 [h] sobre el estándar).
- 1: *SAIDI* cumple de forma permanente el estándar normativo.
- **Densidad de red:** criterio determinado por clasificación normativa de la NTCSDx.
 - 5: Densidad extremadamente baja.
 - 4: Densidad muy baja.
 - 3: Densidad baja.
 - 2: Densidad media.
 - 1: Densidad alta.
- **Tipo de infraestructura existente:** se evalúa según la robustez y compatibilidad con sistemas trifásicos.
 - 5: Red monofásica con retorno por tierra en gran parte del territorio.
 - 4: Red bifásica con limitaciones estructurales relevantes.
 - 3: Red principalmente bifásica o monofásica con posibilidad de expansión.
 - 2: Predominio de redes bifásicas con tramos trifásicos.
 - 1: Infraestructura trifásica moderna con buena capacidad de respaldo.
- **Tamaño del sistema requerido:** se evalúa con base en el **análisis de flujos de caja** y el **número de tecnologías factibles** según la capacidad resultante de la metodología de cobertura estadística modal.
 - 5: Al menos 3 tecnologías resultan factibles (e.g., diésel, baterías y FV+BESS).
 - 4: 2 tecnologías son factibles.
 - 3: Solo una tecnología renovable o híbrida es factible.
 - 2: Solo diésel o una tecnología convencional viable.
 - 1: Capacidad requerida tan alta que ninguna tecnología es viable sin sobredimensionamiento.
- **Historial de multas:** basado en reincidencia y monto económico (ajustado por tamaño de la comuna).
 - 5: Multas reiteradas por al menos tres años consecutivos y con montos significativos.
 - 4: Multas frecuentes en los últimos dos años.
 - 3: Multa puntual pero de monto elevado.
 - 2: Multa única de monto moderado.
 - 1: Sin historial reciente de multas.
- **Costo estimado de implementación:** determinado a partir del análisis económico de tecnologías aplicables y sensibilidad de costos.
 - 5: Costos bajos y con múltiples opciones tecnológicas disponibles.
 - 4: Costos moderados y viabilidad económica clara.
 - 3: Costo marginalmente superior al beneficio proyectado.
 - 2: Alta inversión inicial, con retorno incierto.
 - 1: Costos elevados que superan ampliamente el beneficio esperado.

7.4.4. Cálculo del puntaje total y rango de conveniencia

El **puntaje total** de cada comuna se obtiene como la suma de los puntajes individuales asignados a cada criterio. Para interpretar este resultado, se define una clasificación cualitativa según el rango obtenido:

Tabla 7.1: Clasificación según puntaje total. Fuente: Elaboración propia.

Puntaje total	Clasificación de conveniencia
22–30	Altamente recomendable para implementación de GD
17–21	Recomendable para implementación de GD
12–16	Marginal, requiere análisis complementario
6–11	No recomendable

Esta clasificación permite tomar decisiones informadas de forma estandarizada, asignando prioridad a aquellas comunas que presentan tanto criticidad técnica como viabilidad económica para la instalación de generación distribuida de respaldo.

7.4.5. Ejemplo de aplicación: comuna de Quemchi

A modo ilustrativo, se aplica la matriz de evaluación multicriterio a la comuna de Quemchi, una de las zonas que presenta mayor nivel de incumplimiento del indicador *SAIDI* a nivel nacional.

La evaluación considera los seis criterios definidos previamente, con base en la información técnica y económica levantada a lo largo del estudio. La Tabla 7.2 resume los puntajes asignados.

Tabla 7.2: Evaluación multicriterio aplicada a Quemchi. Fuente: Elaboración propia.

Criterio	Puntaje	Justificación
Nivel de <i>SAIDI</i>	5	Supera el límite normativo por más de un año con exceso superior a 15 horas.
Densidad de red	5	Clasificada como densidad extremadamente baja según la NTCSDx.
Tipo de infraestructura existente	2	Predominio de redes bifásicas con tramos trifásicos.
Tamaño del sistema requerido	4	Metodología modal permite múltiples tecnologías (diésel y BESS).
Historial de multas	1	Sin historial reciente debido a retraso en resoluciones.
Costo estimado de implementación	4	Costos moderados y viabilidad financiera clara para tecnologías de respaldo.
Puntaje total	21	Recomendable para implementación de GD.

Este resultado es coherente con los antecedentes técnicos y económicos analizados en capítulos anteriores, y refuerza la necesidad de implementar soluciones de respaldo en esta comuna para mejorar los indicadores de continuidad de suministro. Además, se destaca

que el tamaño del sistema requerido, determinado mediante la metodología estadística modal, permite una solución eficiente sin incurrir en sobredimensionamiento.

Esta metodología puede ser replicada para otras comunas críticas una vez se cuente con la información necesaria, permitiendo establecer un ranking de priorización basado en criterios objetivos.

7.5. Conclusiones del Capítulo

El presente capítulo desarrolló una propuesta integral para establecer criterios técnicos y económicos orientados a la implementación de GD como solución de respaldo en comunas con deficiencias en la continuidad del suministro eléctrico. A partir de los resultados obtenidos en las secciones previas, se identificaron condiciones estructurales y operativas que hacen más factible y necesaria esta solución en sectores específicos del país.

Desde el punto de vista técnico, se concluye que el nivel de *SAIDI* y la densidad de red son los factores más influyentes para determinar la criticidad de una comuna. En particular, las zonas rurales con redes de baja o muy baja densidad, y que presentan excedencias normativas reiteradas en *SAIDI*, deben considerarse prioritarias para la implementación de GD. La evaluación de la infraestructura existente, la accesibilidad logística y el tipo de red (trifásica, bifásica o monofásica) también son variables clave para determinar la viabilidad operativa de estas soluciones.

En términos metodológicos, se destaca la cobertura estadística modal como la estrategia más robusta para estimar el tamaño óptimo de GD. Esta metodología permite dimensionar soluciones con base en el comportamiento estadístico recurrente de las fallas, evitando sobredimensionamientos asociados a metodologías ex post o de cobertura total, y garantizando eficiencia técnica y económica.

En el plano económico, se evidencia que el análisis de multas históricas y la comparación con los costos estimados de implementación permiten establecer un marco de evaluación sólida. El diésel continúa siendo la tecnología más rentable para situaciones de respaldo, aunque se reconoce el crecimiento progresivo de tecnologías como BESS y soluciones híbridas, cuya viabilidad dependerá del contexto específico de cada zona.

Como herramienta de aplicación, se propone una matriz de evaluación multicriterio que integra los principales criterios técnicos y económicos identificados. Esta matriz permite calificar comunas en función de su favorabilidad para implementar GD, asignando puntajes basados en umbrales definidos. El caso aplicado a Quemchi demuestra la utilidad práctica de esta metodología y sienta las bases para su replicabilidad en otras zonas críticas del país.

Capítulo 8

Desarrollo de una estrategia de implementación y Evaluación de Impacto

Este capítulo tiene por objetivo desarrollar una estrategia técnica y operativa para la implementación de soluciones de GD de respaldo en zonas rurales con bajos niveles de continuidad del suministro eléctrico. En particular, se aborda el caso de la comuna de Quemchi, seleccionada mediante una matriz multicriterio por su alta criticidad técnica y factibilidad económica.

La estrategia propuesta busca reducir los indicadores normativos *SAIDI* y *SAIFI* a través de la instalación de un sistema de generación autónomo en puntos críticos de la red, permitiendo cubrir eventos de interrupción frecuentes y de corta duración. Se detalla el dimensionamiento del sistema, su frecuencia esperada de operación, los criterios para su ubicación y segmentación, así como los lineamientos operativos que rigen su activación, monitoreo y mantenimiento.

Posteriormente, se evalúa el impacto esperado de esta solución sobre los indicadores de calidad de suministro. El análisis cuantifica la reducción proyectada del *SAIDI* y del *SAIFI* como resultado directo de la implementación, demostrando la efectividad técnica de la estrategia y su contribución a la mejora del servicio eléctrico en territorios aislados. La propuesta se presenta como un modelo replicable que puede servir de referencia para otras comunas del país con características similares.

8.1. Diseño de Estrategia de Implementación

La presente sección desarrolla la estrategia técnica para la implementación de una solución de GD de respaldo en la comuna de Quemchi, seleccionada previamente mediante la matriz de evaluación multicriterio como una de las zonas prioritarias para este tipo de intervención. Dicha comuna presenta un historial crítico en cuanto a continuidad del suministro, con un nivel de *SAIDI* que supera ampliamente los límites normativos establecidos.

8.1.1. Dimensionamiento de la solución

A partir del análisis de cobertura estadística modal realizado en el capítulo anterior, se determinó que la demanda a respaldar en Quemchi corresponde a aproximadamente **0,27 [MVA]**. Considerando la viabilidad técnica y económica de las tecnologías evaluadas, se concluye que la alternativa más adecuada para este caso corresponde a la implementación de un sistema de generación diésel con una capacidad nominal de **300 [kVA]**. Esta tecnología ofrece una respuesta rápida, una buena adaptabilidad a territorios aislados y una inversión relativamente contenida respecto a otras opciones más complejas o intermitentes.

8.1.2. Frecuencia y duración esperada de respaldo

Según los antecedentes históricos y las metodologías de análisis desarrolladas en el presente estudio, se estima que el equipo de generación deberá operar por aproximadamente **1.270 horas al año**, distribuidas en torno a **230 eventos de interrupción**. La mayoría de estos eventos corresponde a fallas de corta duración, siendo predominante un rango inferior a las **12 horas** por interrupción (véase Tabla 4.7). Por lo tanto, el diseño de la solución está orientado a cubrir eventos frecuentes y de duración limitada, más que a sostener una operación prolongada continua.

8.1.3. Ubicación y segmentación del sistema

La ubicación del equipo debe seleccionarse estratégicamente, considerando dos factores clave (véase Figura 4.16):

- **Identificación de puntos críticos de la red**, donde se concentren altos tiempos de resolución de fallas o dificultades de acceso en terreno.
- **Segmentación del área de concesión** en zonas de demanda relativamente homogénea o con criterios espaciales que permitan una distribución equilibrada del respaldo.

La arquitectura prevista considera la conexión del equipo a un ramal específico de la red, el cual estará vinculado a una barra local con capacidad de generación distribuida y habilitado para la desconexión selectiva de los circuitos aguas abajo mediante interruptores automatizados.

8.1.4. Estrategia operativa

Desde el punto de vista operativo, se definen los siguientes lineamientos:

- **Condiciones de activación:** el sistema deberá entrar en operación de forma automática ante una caída de tensión superior a **tres minutos**, superando el umbral normativo para la clasificación de falla interna, o bien en caso de interrupciones prolongadas derivadas de fallas aguas arriba en la red.
- **Tiempo de respuesta:** la activación debe ser inmediata y autónoma una vez detectado el evento de corte, asegurando el suministro a la zona segmentada sin necesidad de intervención manual.

- **Mantenimiento y monitoreo:** se establecerá un plan de mantención preventiva con inspecciones programadas y monitoreo remoto mediante un sistema SCADA local, con el fin de maximizar la disponibilidad del equipo y detectar fallos de operación en tiempo real.
- **Gestión comunitaria:** se fomentará la participación del municipio y actores locales en la definición de las cargas críticas a respaldar, priorizando servicios básicos como establecimientos educacionales y centros de atención comunitaria que no cuenten con sistemas de respaldo propios.

8.2. Evaluación del Impacto

La implementación de la solución de GD en la comuna de Quemchi tendría un impacto significativo en la mejora de la continuidad del suministro eléctrico, medido a través de los indicadores normativos *SAIDI* y *SAIFI*.

En primer lugar, de acuerdo con el análisis de respaldo realizado, el sistema diésel propuesto sería capaz de cubrir aproximadamente **1.270 horas de interrupciones anuales**, lo que permitiría reducir el *SAIDI* de la comuna a un valor cercano a **14 horas/año**, cumpliendo así con el límite establecido por la normativa vigente.

En cuanto al *SAIFI*, cuyo valor actual en Quemchi es de **3,84 interrupciones promedio por usuario al año**, se estima que la estrategia de respaldo permitiría mitigar una parte importante de estas interrupciones. La metodología desarrollada permitió identificar que el sistema evitaría **230 eventos de corte**, distribuidos en zonas específicas de la red. Al calcular el nuevo *SAIFI* en función de las interrupciones no cubiertas por la estrategia, se obtuvo un valor estimado de **1,01**, lo que representa una reducción superior al **73 %** respecto al valor base.

Cabe señalar que, si bien el *SAIFI* original ya se encontraba bajo el umbral normativo (8 interrupciones por usuario al año), la implementación de GD representa una mejora sustancial en términos de estabilidad y confiabilidad del suministro, especialmente para los sectores más expuestos a interrupciones.

En conjunto, la estrategia propuesta permitiría no solo **cumplir con las exigencias regulatorias**, sino también **mejorar de forma significativa la calidad del servicio eléctrico**, reduciendo la exposición a sanciones y elevando el bienestar de los usuarios beneficiados. La Figura 8.1 sintetiza la estrategia a desarrollar para mejorar los índices de calidad de suministro en comunas rurales del país.

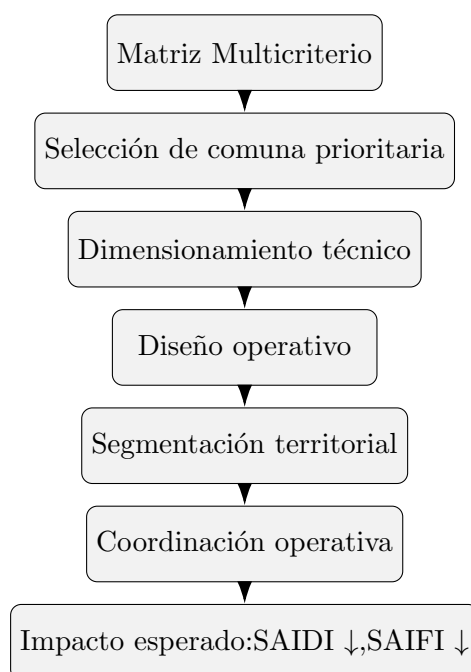


Figura 8.1: Esquema funcional de la estrategia de implementación en Quemchi.

8.3. Conclusiones del Capítulo

La estrategia de implementación desarrollada para la comuna de Quemchi permite demostrar que es técnicamente viable mejorar los niveles de continuidad del suministro eléctrico en zonas rurales mediante generación distribuida de respaldo. El dimensionamiento propuesto, basado en un sistema diésel de 300 [kVA], responde adecuadamente a la demanda crítica identificada, considerando una operación anual cercana a 1.270 horas, distribuida en 230 eventos de interrupción.

La ubicación estratégica del equipo, junto con la segmentación de la red y la automatización de la activación, permiten maximizar la eficiencia operativa del sistema, minimizando tiempos de respuesta y facilitando su integración en la red de distribución existente. Además, la incorporación de criterios comunitarios en la selección de cargas críticas fortalece la pertinencia social de la solución.

En términos de impacto, la estrategia permitiría reducir el *SAIDI* a 14 horas/año, cumpliendo con el límite normativo vigente, y disminuir el *SAIFI* desde 3,84 a un valor estimado de 1,01 interrupciones por usuario al año. Estos resultados evidencian una mejora sustantiva en la calidad del servicio, con beneficios tanto regulatorios como operacionales para la empresa distribuidora, y con efectos positivos en el bienestar de la comunidad local.

En conjunto, la estrategia desarrollada representa una alternativa concreta, replicable y de alto impacto para enfrentar los desafíos de calidad de suministro en comunas rurales, y establece una base sólida para su eventual implementación a escala nacional.

Capítulo 9

Conclusiones

La presente memoria abordó la problemática del bajo desempeño en continuidad de suministro eléctrico en zonas rurales de Chile, proponiendo una metodología integral para la implementación de generación distribuida (GD) de respaldo. El caso de estudio se centró en la comuna de Quemchi, representativa por su persistente incumplimiento del indicador *SAIDI* y su elevada proporción de interrupciones atribuibles a causas internas. A partir de este diagnóstico, se desarrolló una estrategia metodológica replicable, basada en el análisis territorial del desempeño de las empresas distribuidoras y en criterios técnicos, económicos y regulatorios.

Se caracterizaron las comunas más críticas del país utilizando datos públicos y sistematizados del indicador *SAIDI*, desagregado por causa y por comuna. Este enfoque permitió identificar sectores donde el desempeño interno de la empresa distribuidora ha sido históricamente deficiente, lo que justifica la focalización de soluciones en zonas específicas del país. La comuna de Quemchi fue priorizada por presentar altos niveles de interrupciones internas, superando ampliamente los límites normativos vigentes, y por sus condiciones de baja densidad de red y dispersión geográfica.

El dimensionamiento técnico de la solución se estructuró sobre un análisis histórico de la demanda registrada en el alimentador Degañ, complementado con los registros de desconexiones totales por evento. A partir de esta información, se desarrollaron cuatro metodologías para estimar la potencia requerida y la duración anual de operación del sistema de respaldo: cobertura de eventos críticos de *SAIDI*, cobertura de energía no suministrada (ENS), número de clientes afectados, y análisis estadístico modal. Esta última estrategia resultó ser la más eficiente desde una perspectiva técnica y económica, permitiendo definir un sistema con 0,27 [MVA] de capacidad para operar 1.270 horas anuales.

El análisis del recurso energético local y de las tecnologías disponibles reveló que, si bien existen ciertos niveles de potencial solar y eólico en la zona, sus condiciones de implementación son más restrictivas. La alta estacionalidad, la limitación de espacio y los requerimientos técnicos para operación en isla reducen su viabilidad. En cambio, la tecnología diésel se destacó como la opción más factible, dadas sus menores barreras de implementación, modularidad, experiencia operativa previa y compatibilidad con redes de distribución rurales. Asimismo, se consideró el avance progresivo en soluciones híbridas con almacenamiento (BESS), cuyo desarrollo futuro dependerá de cambios en el marco de incentivos regulatorios.

La ubicación de la GD se definió considerando tanto el comportamiento eléctrico de la red como la criticidad territorial. Sectores como la Zona Centro, la Isla Caucahué y las zonas Sur y Norte de Quemchi concentran mayor número de eventos, tiempos prolongados de recuperación y menor capacidad de respuesta, lo que los posiciona como puntos estratégicos de intervención. A esto se sumó la integración de criterios operativos para facilitar la integración del sistema propuesto a la infraestructura existente.

En cuanto al impacto de la estrategia, se estimó que la implementación de un sistema diésel de 300 [kVA] permitiría reducir el *SAIDI* desde 33 a 14 horas anuales y el *SAIFI* desde 3,84 a 1,01 interrupciones por usuario, cumpliendo con los límites normativos vigentes. Más allá del cumplimiento regulatorio, esta solución entregaría beneficios operativos a la empresa distribuidora y mejoraría significativamente la percepción del servicio por parte de los usuarios. Adicionalmente, la GD podría entregar respaldo en situaciones de fallas externas (E) o de fuerza mayor (FM), aumentando así la resiliencia general del sistema.

En el plano económico, se desarrollaron flujos de caja para cada combinación de tecnología y metodología de cobertura, determinando el valor mínimo de multa por hora de exceso de *SAIDI* que justificaría una inversión desde la perspectiva de la empresa. Los resultados muestran que, bajo el esquema sancionatorio actual, solo la tecnología diésel logra viabilidad financiera sin requerir niveles de multa fuera del rango histórico. Tecnologías renovables e híbridas requieren condiciones más exigentes o mecanismos de apoyo adicionales, lo que evidencia una brecha entre la política de descarbonización energética y las señales de mercado efectivas.

Actualmente, el Valor Agregado de Distribución (VAD) no contempla explícitamente la remuneración de soluciones como la GD de respaldo. Por ello, se propone avanzar hacia un esquema tarifario que reconozca las inversiones eficientes y los resultados reales obtenidos en calidad de servicio. En esta línea, se considera pertinente explorar la aplicación de modelos regulatorios tipo RIIO, como el implementado en el Reino Unido por OFGEM, que remunera no sólo activos, sino resultados concretos en continuidad de suministro, innovación tecnológica y satisfacción de los usuarios. Este tipo de enfoque permitiría reducir la dependencia de esquemas sancionatorios ex post, dotando de mayor estabilidad y racionalidad a la toma de decisiones por parte de las distribuidoras.

Finalmente, se elaboró una matriz de evaluación multicriterio que permite calificar y priorizar comunas según criterios técnicos, económicos y logísticos. Esta herramienta, aplicada exitosamente al caso de Quemchi, entrega un marco práctico para replicar la estrategia en otras zonas críticas del país. La solución propuesta —técnicamente viable, financieramente evaluada y socialmente pertinente— constituye una base sólida para avanzar hacia una distribución eléctrica más resiliente, equitativa y orientada al usuario final. Su implementación a mayor escala permitiría avanzar en el cumplimiento de los objetivos de la Política Energética 2050, particularmente en la meta de reducir el *SAIDI* nacional a una hora por año.

Apéndice A

Tablas

Tabla A.1: Densidad de red por par comuna-empresa. Fuente: [3].

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
1	AISEN	EDELAYSEN	MUY BAJA
2	ALGARROBO	EDECSA	EXTREMADAMENTE BAJA
3	ALGARROBO	LITORAL	BAJA
4	ALHUÉ	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
5	ALTO BIOBÍO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
6	ALTO DEL CARMEN	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
7	ALTO HOSPICIO	CGE	MEDIA
8	ANCUD	SAESA	MUY BAJA
9	ANDACOLLO	CGE	BAJA
10	ANGOL	FRONTEL	MUY BAJA
11	ANTOFAGASTA	CGE	MEDIA
12	ANTOFAGASTA	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
13	ANTUCO	FRONTEL	MUY BAJA
14	ARAUCO	FRONTEL	MUY BAJA
15	ARICA	CGE	BAJA
16	BUIN	CGE	BAJA
17	BULNES	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
18	BULNES	FRONTEL	BAJA
19	CABILDO	CGE	MUY BAJA
20	CABO DE HORNS	EDELMAG	EXTREMADAMENTE BAJA
21	CABRERO	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
22	CABRERO	FRONTEL	BAJA
23	CALAMA	CGE	MEDIA
24	CALBUCO	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
25	CALDERA	CGE	BAJA
26	CALERA	CHILQUINTA	MEDIA
27	CALERA DE TANGO	CGE	MUY BAJA
28	CALLE LARGA	CHILQUINTA	BAJA
29	CAMARONES	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
30	CANELA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
31	CAÑETE	FRONTEL	MUY BAJA
32	CARAHUE	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
33	CARTAGENA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
34	CARTAGENA	CHILQUINTA	MEDIA
35	CARTAGENA	EDECSA	EXTREMADAMENTE BAJA
36	CARTAGENA	LITORAL	ALTA
37	CASABLANCA	CHILQUINTA	EXTREMADAMENTE BAJA
38	CASABLANCA	EDECSA	EXTREMADAMENTE BAJA
39	CASABLANCA	EMELCA	BAJA
40	CASABLANCA	LITORAL	EXTREMADAMENTE BAJA
41	CASTRO	SAESA	BAJA
42	CATEMU	CHILQUINTA	BAJA
43	CAUQUENES	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
44	CAUQUENES	LUZ PARRAL	EXTREMADAMENTE BAJA
45	CERRILLOS	ENEL	MEDIA
46	CERRO NAVIA	ENEL	ALTA
47	CHAITÉN	EDELAYSSEN	EXTREMADAMENTE BAJA
48	CHANCO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
49	CHAÑARAL	CGE	MEDIA
50	CHÉPICA	CGE	MUY BAJA
51	CHIGUAYANTE	CGE	ALTA
52	CHILE CHICO	EDELAYSSEN	EXTREMADAMENTE BAJA
53	CHILLÁN	CGE	MEDIA
54	CHILLÁN	COPELEC	MUY BAJA
55	CHILLÁN VIEJO	CGE	MEDIA
56	CHILLÁN VIEJO	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
57	CHILLÁN VIEJO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
58	CHIMBARONGO	CEC	EXTREMADAMENTE BAJA
59	CHIMBARONGO	CGE	MUY BAJA
60	CHOLCHOL	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
61	CHONCHI	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
62	CISNES	EDELAYSSEN	EXTREMADAMENTE BAJA
63	COBQUECURA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
64	COBQUECURA	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
65	COCHAMÓ	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
66	COCHRANE	EDELAYSSEN	MUY BAJA
67	CODEGUA	CGE	MUY BAJA
68	COELEMU	CGE	BAJA
69	COELEMU	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
70	COIHAIQUE	EDELAYSSEN	MUY BAJA
71	COIHUECO	CGE	BAJA
72	COIHUECO	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
73	COINCO	CGE	MUY BAJA
74	COLBÚN	CGE	BAJA
75	COLBÚN	LUZ LINARES	MUY BAJA2
76	COLINA	EEC	MEDIA
77	COLINA	ENEL	MUY BAJA
78	COLLIPULLI	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
79	COLTAUCO	CGE	MUY BAJA
80	COMBARBALÁ	CGE	MUY BAJA
81	CONCEPCIÓN	CGE	ALTA
82	CONCHALÍ	ENEL	ALTA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
83	CONCÓN	CHILQUINTA	MEDIA
84	CONSTITUCIÓN	CGE	BAJA
85	CONSTITUCIÓN	LUZ LINARES	EXTREMADAMENTE BAJA
86	CONTULMO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
87	COPIAPÓ	CGE	MEDIA
88	COQUIMBO	CGE	BAJA
89	CORONEL	CGE	MEDIA
90	CORONEL	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
91	CORRAL	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
92	CUNCO	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
93	CUNCO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
94	CURACAUTÍN	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
95	CURACAUTÍN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
96	CURACAVÍ	CGE	MUY BAJA
97	CURACAVÍ	EDECSA	EXTREMADAMENTE BAJA
98	CURACO DE VÉLEZ	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
99	CURANILAHUE	FRONTEL	BAJA
100	CURARREHUE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
101	CUREPTO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
102	CURICÓ	CEC	MUY BAJA
103	CURICÓ	CGE	MEDIA
104	DALCAHUE	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
105	DIEGO DE ALMAGRO	CGE	MUY BAJA
106	DOÑIHUE	CGE	BAJA
107	EL BOSQUE	CGE	MEDIA
108	EL CARMEN	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
109	EL CARMEN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
110	EL MONTE	CGE	BAJA
111	EL QUISCO	LITORAL	MEDIA
112	EL TABO	CHILQUINTA	EXTREMADAMENTE BAJA
113	EL TABO	LITORAL	MEDIA
114	EMPEDRADO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
115	EMPEDRADO	LUZ LINARES	EXTREMADAMENTE BAJA
116	ERCILLA	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
117	ERCILLA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
118	ESTACIÓN CENTRAL	ENEL	ALTA
119	FLORIDA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
120	FLORIDA	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
121	FLORIDA	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
122	FLORIDA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
123	FREIRE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
124	FREIRE	CODINER	MUY BAJA
125	FREIRE	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
126	FREIRINA	CGE	MUY BAJA
127	FRESIA	CRELL	EXTREMADAMENTE BAJA
128	FRESIA	SAESA	MUY BAJA
129	FRUTILLAR	CRELL	EXTREMADAMENTE BAJA
130	FRUTILLAR	LUZOSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
131	FRUTILLAR	SAESA	MUY BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
132	FUTALEUFÚ	EDELAYSEN	EXTREMADAMENTE BAJA
133	FUTRONO	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
134	FUTRONO	SOCOEP	EXTREMADAMENTE BAJA
135	GALVARINO	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
136	GALVARINO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
137	GORBEA	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
138	GORBEA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
139	GORBEA	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
140	GRANEROS	CGE	BAJA
141	HIJUELAS	CHILQUINTA	MUY BAJA
142	HUALAIHUÉ	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
143	HUALAÑÉ	CGE	MUY BAJA
144	HUALPÉN	CGE	ALTA
145	HUALQUI	CGE	BAJA
146	HUALQUI	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
147	HUALQUI	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
148	HUARA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
149	HUASCO	CGE	MEDIA
150	HUECHURABA	ENEL	MEDIA
151	ILLAPEL	CGE	MUY BAJA
152	INDEPENDENCIA	ENEL	ALTA
153	IQUIQUE	CGE	MEDIA
154	ISLA DE MAIPO	CGE	BAJA
155	LA CISTERNA	ENEL	ALTA
156	LA CRUZ	CHILQUINTA	BAJA
157	LA ESTRELLA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
158	LA FLORIDA	ENEL	ALTA
159	LA GRANJA	ENEL	ALTA
160	LA HIGUERA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
161	LA LIGUA	CGE	MUY BAJA
162	LA LIGUA	CHILQUINTA	EXTREMADAMENTE BAJA
163	LA PINTANA	CGE	ALTA
164	LA REINA	ENEL	MEDIA
165	LA SERENA	CGE	MEDIA
166	LA UNION	COOPREL	EXTREMADAMENTE BAJA
167	LA UNION	LUZOSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
168	LA UNION	SAESA	MUY BAJA
169	LA UNION	SOCOEP	EXTREMADAMENTE BAJA
170	LAGO RANCO	COOPREL	EXTREMADAMENTE BAJA
171	LAGO RANCO	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
172	LAGO VERDE	EDELAYSEN	EXTREMADAMENTE BAJA
173	LAJA	COOPELAN	EXTREMADAMENTE BAJA
174	LAJA	FRONTEL	MUY BAJA
175	LAMPA	ENEL	BAJA
176	LANCO	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
177	LAS CABRAS	CGE	MUY BAJA
178	LAS CONDES	ENEL	ALTA
179	LAUTARO	CGE	MUY BAJA
180	LAUTARO	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
181	LAUTARO	FRONTEL	MUY BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
182	LEBU	FRONTEL	MUY BAJA
183	LICANTÉN	CGE	MUY BAJA
184	LIMACHE	CHILQUINTA	BAJA
185	LINARES	CGE	MEDIA
186	LINARES	LUZ LINARES	MUY BAJA3
187	LITUECHE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
188	LLAILLAY	CHILQUINTA	BAJA
189	LLAILLAY	TILTIL	EXTREMADAMENTE BAJA
190	LLANQUIHUE	CRELL	EXTREMADAMENTE BAJA
191	LLANQUIHUE	SAESA	BAJA
192	LO BARNECHEA	ENEL	BAJA
193	LO BARNECHEA	LUZ ANDES	MEDIA
194	LO ESPEJO	ENEL	ALTA
195	LO PRADO	ENEL	ALTA
196	LOLOL	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
197	LONCOCHE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
198	LONCOCHE	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
199	LONCOCHE	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
200	LONGAVÍ	CGE	BAJA
201	LONGAVÍ	LUZ LINARES	EXTREMADAMENTE BAJA
202	LONGAVÍ	LUZ PARRAL	EXTREMADAMENTE BAJA
203	LONQUIMAY	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
204	LOS ÁLAMOS	FRONTEL	MUY BAJA
205	LOS ANDES	CHILQUINTA	MEDIA
206	LOS ANGELES	CGE	BAJA
207	LOS ANGELES	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
208	LOS ANGELES	COPELAN	EXTREMADAMENTE BAJA
209	LOS ANGELES	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
210	LOS LAGOS	SAESA	MUY BAJA
211	LOS LAGOS	SOCOEPA	EXTREMADAMENTE BAJA
212	LOS MUERMOS	CRELL	EXTREMADAMENTE BAJA
213	LOS MUERMOS	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
214	LOS SAUCES	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
215	LOS VILOS	CGE	MUY BAJA
216	LOTA	FRONTEL	ALTA
217	LUMACO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
218	MACHALÍ	CGE	BAJA
219	MACUL	ENEL	ALTA
220	MÁFIL	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
221	MÁFIL	SOCOEPA	EXTREMADAMENTE BAJA
222	MAIPÚ	ENEL	ALTA
223	MALLOA	CGE	MUY BAJA
224	MARCHIHUE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
225	MARÍA PINTO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
226	MARIQUINA	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
227	MAULE	CGE	BAJA
228	MAULLÍN	CRELL	EXTREMADAMENTE BAJA
229	MAULLÍN	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
230	MEJILLONES	CGE	BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
231	MELIPEUCO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
232	MELIPILLA	CGE	MUY BAJA
233	MOLINA	CEC	EXTREMADAMENTE BAJA
234	MOLINA	CGE	BAJA
235	MONTE PATRIA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
236	MOSTAZAL	CGE	MUY BAJA
237	MULCHÉN	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
238	MULCHÉN	COOPELAN	EXTREMADAMENTE BAJA
239	MULCHÉN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
240	NACIMIENTO	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
241	NACIMIENTO	FRONTEL	MUY BAJA
242	NANCAGUA	CGE	MUY BAJA
243	NATALES	EDELMAG	BAJA
244	NAVIDAD	CGE	MUY BAJA
245	NEGRETE	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
246	NINHUE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
247	NINHUE	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
248	NOGALES	CHILQUINTA	MUY BAJA
249	NUEVA IMPERIAL	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
250	NUEVA IMPERIAL	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
251	ÑIQUÉN	CGE	MUY BAJA
252	ÑIQUÉN	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
253	ÑIQUÉN	LUZ PARRAL	EXTREMADAMENTE BAJA
254	ÑUÑO A	ENEL	ALTA
255	OLIVAR	CGE	BAJA
256	OLMUÉ	CHILQUINTA	BAJA
257	OSORNO	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
258	OSORNO	SAESA	MEDIA
259	OVALLE	CGE	MUY BAJA
260	PADRE HURTADO	CGE	MEDIA
261	PADRE LAS CASAS	CGE	MUY BAJA
262	PADRE LAS CASAS	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
263	PADRE LAS CASAS	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
264	PAIGUANO	CGE	MUY BAJA
265	PAILLACO	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
266	PAILLACO	SOCOPEA	EXTREMADAMENTE BAJA
267	PAINE	CGE	MUY BAJA
268	PALENA	EDELAYSSEN	EXTREMADAMENTE BAJA
269	PALMILLA	CGE	MUY BAJA
270	PANGUIPULLI	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
271	PANGUIPULLI	SOCOPEA	EXTREMADAMENTE BAJA
272	PANQUEHUE	CHILQUINTA	MUY BAJA
273	PAPUDO	CGE	BAJA
274	PAREDONES	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
275	PARRAL	CGE	BAJA
276	PARRAL	LUZ PARRAL	EXTREMADAMENTE BAJA
277	PEDRO AGUIRRE CERDA	ENEL	ALTA
278	PELARCO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
279	PELLUHUE	CGE	MUY BAJA
280	PEMUCO	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
281	PEMUCO	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
282	PEMUCO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
283	PENCAHUE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
284	PENCO	CGE	MEDIA
285	PEÑAFLO	CGE	MEDIA
286	PEÑALOLÉN	ENEL	ALTA
287	PERALILLO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
288	PERQUENCO	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
289	PERQUENCO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
290	PETORCA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
291	PEUMO	CGE	MUY BAJA
292	PICA	CGE	BAJA
293	PICHIDEGUA	CGE	MUY BAJA
294	PICHILEMU	CGE	MUY BAJA
295	PINTO	CGE	MEDIA
296	PINTO	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
297	PINTO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
298	PIRQUE	CGE	MUY BAJA
299	PITRUFQUÉN	CGE	MEDIA
300	PITRUFQUÉN	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
301	PITRUFQUÉN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
302	PLACILLA	CGE	MUY BAJA
303	PORTEZUELO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
304	PORTEZUELO	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
305	PORVENIR	EDELMAG	BAJA
306	POZO ALMONTE	CGE	MUY BAJA
307	PROVIDENCIA	ENEL	ALTA
308	PUCHUNCAVÍ	CGE	BAJA
309	PUCHUNCAVÍ	CHILQUINTA	BAJA
310	PUCÓN	CGE	MUY BAJA
311	PUDAHUEL	ENEL	MEDIA
312	PUENTE ALTO	CGE	ALTA
313	PUENTE ALTO	EEPA	ALTA
314	PUERTO MONTT	CRELL	BAJA
315	PUERTO MONTT	SAESA	BAJA
316	PUERTO OCTAY	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
317	PUERTO OCTAY	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
318	PUERTO VARAS	CRELL	EXTREMADAMENTE BAJA
319	PUERTO VARAS	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
320	PUERTO VARAS	SAESA	BAJA
321	PUMANQUE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
322	PUNITAQUI	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
323	PUNTA ARENAS	EDELMAG	MEDIA
324	PUQUELDÓN	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
325	PURÉN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
326	PURRANQUE	CRELL	EXTREMADAMENTE BAJA
327	PURRANQUE	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
328	PURRANQUE	SAESA	BAJA
329	PUTAENDO	CHILQUINTA	BAJA
330	PUYEHUE	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
331	PUYEHUE	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
332	QUEILÉN	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
333	QUELLÓN	SAESA	MUY BAJA
334	QUEMCHI	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
335	QUILACO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
336	QUILICURA	ENEL	MEDIA
337	QUILLECO	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
338	QUILLECO	COOPELAN	EXTREMADAMENTE BAJA
339	QUILLECO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
340	QUILLÓN	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
341	QUILLÓN	COPELEC	MUY BAJA
342	QUILLÓN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
343	QUILLOTA	CHILQUINTA	MEDIA
344	QUILPUÉ	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
345	QUILPUÉ	CHILQUINTA	MEDIA
346	QUINCHAO	SAESA	MUY BAJA
347	QUINTA DE TILCOCO	CGE	MUY BAJA
348	QUINTA NORMAL	ENEL	ALTA
349	QUINTERO	CHILQUINTA	BAJA
350	QUIRIHUE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
351	QUIRIHUE	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
352	RANCAGUA	CGE	MEDIA
353	RÁNQUIL	CGE	BAJA
354	RÁNQUIL	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
355	RÁNQUIL	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
356	RAUCO	CGE	MUY BAJA
357	RECOLETA	ENEL	ALTA
358	RENAICO	FRONTEL	MUY BAJA
359	RENCA	ENEL	MEDIA
360	RENGO	CGE	BAJA
361	REQUÍNOA	CGE	MUY BAJA
362	RETIRO	CGE	MUY BAJA
363	RETIRO	LUZ PARRAL	EXTREMADAMENTE BAJA
364	RINCONADA	CHILQUINTA	MUY BAJA
365	RÍO BUENO	COOPREL	EXTREMADAMENTE BAJA
366	RÍO BUENO	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
367	RÍO BUENO	SAESA	MUY BAJA
368	RÍO CLARO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
369	RÍO HURTADO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
370	RÍO IBÁÑEZ	EDELAYSÉN	EXTREMADAMENTE BAJA
371	RÍO NEGRO	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
372	RÍO NEGRO	SAESA	MUY BAJA
373	ROMERAL	CEC	EXTREMADAMENTE BAJA
374	ROMERAL	CGE	MUY BAJA
375	SAAVEDRA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
376	SAGRADA FAMILIA	CGE	MUY BAJA
377	SALAMANCA	CGE	MUY BAJA
378	SAN ANTONIO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
379	SAN ANTONIO	CHILQUINTA	MEDIA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
380	SAN BERNARDO	CGE	MEDIA
381	SAN CARLOS	CGE	BAJA
382	SAN CARLOS	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
383	SAN CARLOS	LUZ PARRAL	EXTREMADAMENTE BAJA
384	SAN CLEMENTE	CGE	MUY BAJA
385	SAN ESTEBAN	CHILQUINTA	MUY BAJA
386	SAN FABIÁN	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
387	SAN FABIÁN	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
388	SAN FELIPE	CHILQUINTA	MEDIA
389	SAN FERNANDO	CGE	BAJA
390	SAN IGNACIO	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
391	SAN IGNACIO	FRONTEL	MUY BAJA
392	SAN JAVIER	CGE	MUY BAJA
393	SAN JAVIER	LUZ LINARES	EXTREMADAMENTE BAJA
394	SAN JAVIER	LUZ PARRAL	EXTREMADAMENTE BAJA
395	SAN JOAQUÍN	ENEL	MEDIA
396	SAN JOSÉ DE MAIPO	CGE	MUY BAJA
397	SAN JUAN DE LA COSTA	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
398	SAN JUAN DE LA COSTA	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
399	SAN MIGUEL	ENEL	ALTA
400	SAN NICOLÁS	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
401	SAN NICOLÁS	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
402	SAN PABLO	COOPREL	EXTREMADAMENTE BAJA
403	SAN PABLO	LUZ OSORNO	EXTREMADAMENTE BAJA
404	SAN PABLO	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
405	SAN PEDRO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
406	SAN PEDRO DE LA PAZ	CGE	ALTA
407	SAN RAFAEL	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
408	SAN RAMÓN	ENEL	ALTA
409	SAN ROSENDO	FRONTEL	MUY BAJA
410	SAN VICENTE	CGE	BAJA
411	SANTA BÁRBARA	COOPELAN	EXTREMADAMENTE BAJA
412	SANTA BÁRBARA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
413	SANTA CRUZ	CGE	BAJA
414	SANTA JUANA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
415	SANTA MARÍA	CHILQUINTA	BAJA
416	SANTIAGO	ENEL	ALTA
417	SANTO DOMINGO	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
418	SANTO DOMINGO	CHILQUINTA	MUY BAJA
419	SIERRA GORDA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
420	TALAGANTE	CGE	BAJA
421	TALCA	CGE	MEDIA
422	TALCAHUANO	CGE	MEDIA
423	TALTAL	CGE	MEDIA
424	TALTAL	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
425	TEMUCO	CGE	MEDIA
426	TEMUCO	CODINER	MUY BAJA
427	TEMUCO	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
428	TENO	CEC	MUY BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
429	TENO	CGE	MUY BAJA
430	TEODORO SCHMIDT	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
431	TIERRA AMARILLA	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
432	TILTIL	ENEL	EXTREMADAMENTE BAJA
433	TILTIL	TILTIL	MUY BAJA
434	TIRÚA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
435	TOCOPILLA	CGE	MEDIA
436	TOLTÉN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
437	TOLTÉN	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
438	TOMÉ	CGE	BAJA
439	TOMÉ	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
440	TOMÉ	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
441	TORRES DEL PAINE	EDELMAG	EXTREMADAMENTE BAJA
442	TRAIGUÉN	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
443	TRAIGUÉN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
444	TREGUACO	CGE	MUY BAJA
445	TREGUACO	COPELEC	EXTREMADAMENTE BAJA
446	TUCAPEL	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
447	TUCAPEL	FRONTEL	MUY BAJA
448	VALDIVIA	SAESA	BAJA
449	VALLENAR	CGE	BAJA
450	VALPARAÍSO	CGE	ALTA
451	VALPARAÍSO	CHILQUINTA	ALTA
452	VALPARAÍSO	EDECSA	EXTREMADAMENTE BAJA
453	VICHUQUÉN	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
454	VICTORIA	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
455	VICTORIA	FRONTEL	MUY BAJA
456	VICUÑA	CGE	MUY BAJA
457	VILCÚN	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
458	VILCÚN	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
459	VILLA ALEGRE	CGE	BAJA
460	VILLA ALEGRE	LUZ LINARES	EXTREMADAMENTE BAJA
461	VILLA ALEMANA	CHILQUINTA	ALTA
462	VILLARRICA	CGE	MUY BAJA
463	VILLARRICA	CODINER	EXTREMADAMENTE BAJA
464	VILLARRICA	FRONTEL	EXTREMADAMENTE BAJA
465	VILLARRICA	SAESA	EXTREMADAMENTE BAJA
466	VIÑA DEL MAR	CGE	ALTA
467	VIÑA DEL MAR	CHILQUINTA	ALTA
468	VITACURA	ENEL	MEDIA
469	YERBAS BUENAS	CGE	BAJA
470	YERBAS BUENAS	LUZ LINARES	EXTREMADAMENTE BAJA
471	YUMBEL	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
472	YUMBEL	FRONTEL	MUY BAJA
473	YUNGAY	COELCHA	EXTREMADAMENTE BAJA
474	YUNGAY	FRONTEL	BAJA
475	ZAPALLAR	CGE	MUY BAJA
476	COLCHANE	CGE	EXTREMADAMENTE BAJA
477	COPIAPÓ	MATAQUITO	EXTREMADAMENTE BAJA

Continúa en la siguiente página

Continúa en la siguiente página

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
478	HUASCO	MATAQUITO	EXTREMADAMENTE BAJA

Tabla A.2: Porcentaje de comunas incumplidoras por región. Fuente: Elaboración propia.

#	Región	Total comunas	Incumplidoras	Cumplidoras	% Incumplimiento
1	Región de Los Lagos	48	33	15	68.8%
2	Región de Tarapacá	5	3	2	60.0%
3	Región de Los Ríos	20	11	9	55.0%
4	Región de Arica y Parinacota	2	1	1	50.0%
5	Región de La Araucanía	59	27	32	45.8%
6	Región Aisén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	7	3	4	42.9%
7	Región del Maule	47	18	29	38.3%
8	Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	34	11	23	32.4%
9	Región de Antofagasta	8	2	6	25.0%
10	Región de Atacama	11	2	9	18.2%
11	Región del Biobío	51	7	44	13.7%
12	Región Metropolitana de Santiago	57	7	50	12.3%
13	Región de Ñuble	49	5	44	10.2%
14	Región de Coquimbo	15	0	15	0.0%
15	Región de Magallanes y de la Antártica Chilena	4	0	4	0.0%
16	Región de Valparaíso	53	0	53	0.0%

Tabla A.3: Detalle de empresas con concesiones de distribución eléctrica en comunas que cumplen el límite normativo para el indicador SAIDI. Fuente: Elaboración propia. #

Empresa #	Clasificación Empresa	Total comunas Clasificación	Incumplidoras Total comunas	% Inc. Empresa Incumplidoras	% Inc. Empresa
1	SAESA	Mixta Rural Urbana Total empresa	11 30 4 45	8 20 2 30	66.7 %
2	CRELL	Mixta Rural Urbana Total empresa	1 6 1 8	1 3 1 5	62.5 %
3	LUZ OSORNO	Mixta Rural Urbana Total empresa	2 6 1 9	1 4 0 5	55.6 %
4	EDELAYSEN	Rural Urbana Total empresa	9 1 10	4 1 5	50.0 %
5	SOCOEPA	Mixta Rural Total empresa	1 5 6	1 2 3	50.0 %
6	COOPREL	Mixta Rural Total empresa	1 3 4	0 2 2	50.0 %
7	CODINER	Mixta Rural Urbana Total empresa	10 6 1 17	3 3 0 6	35.3 %
8	FRONTEL	Mixta Rural Urbana Total empresa	22 38 5 65	4 16 0 20	30.8 %
9	CGE	Mixta Rural Urbana Total empresa	41 88 39 168	15 28 7 50	29.8 %
10	CEC	Mixta Rural Urbana Total empresa	2 2 1 5	0 1 0 1	20.0 %
11	LUZ PARRAL	Mixta Rural Total empresa	3 4 7	0 1 1	14.3 %
12	COPELEC	Mixta Rural Urbana Total empresa	4 16 2 22	0 1 0 1	4.5 %
13	ENEL	Rural Urbana Total empresa	1 32 33	0 1 1	3.0 %
14	LUZ ANDES	Urbana	1	0	

#	Empresa	Clasificación	Total comunas	Incumplidoras	% Inc. Empresa
		Total empresa	1	0	0.0 %
15	LUZOSORNO	Rural	2	0	
		Total empresa	2	0	0.0 %
16	MATAQUITO	Rural	1	0	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	2	0	0.0 %
17	LUZ LINARES	Mixta	3	0	
		Rural	4	0	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	8	0	0.0 %
18	EEPA	Urbana	1	0	
		Total empresa	1	0	0.0 %
19	LITORAL	Mixta	5	0	
		Total empresa	5	0	0.0 %
20	EMELCA	Mixta	1	0	
		Total empresa	1	0	0.0 %
21	EEC	Urbana	1	0	
		Total empresa	1	0	0.0 %
22	EDELMAG	Rural	4	0	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	5	0	0.0 %
23	EDECSA	Mixta	4	0	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	5	0	0.0 %
24	COOPELAN	Mixta	2	0	
		Rural	2	0	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	5	0	0.0 %
25	COELCHA	Mixta	5	0	
		Rural	5	0	
		Urbana	1	0	
		Total empresa	11	0	0.0 %
26	CHILQUINTA	Mixta	15	0	
		Rural	6	0	
		Urbana	9	0	
		Total empresa	30	0	0.0 %
27	TILTIL	Mixta	1	0	
		Rural	1	0	
		Total empresa	2	0	0.0 %

Tabla A.4: Multas Totales por Empresa [CLP]

Empresa	Multa Total (CLP)
CGE	\$17,189,459,200
Frontel	\$5,479,483,360
Enel distribución	\$2,965,593,600
SAESA	\$638,426,400
Enel Colina	\$187,820,928
CODINER	\$154,595,296
Luz Osorno	\$137,296,000
Cooperativa electrica	
Paillaco	\$80,730,048
Luz Parral	\$72,080,400
Compañía Electrica	
Osorno	\$60,410,240
Cooperativa consumo energía eléctrica	
charrúa	\$17,436,592
Cooperativa electrica	
Rio Bueno	\$13,729,600
CRELL	\$5,491,840

Tabla A.5: Compensaciones anuales pagadas por empresas distribuidoras (2020–2024 y parcial 2025). Fuente: Elaboración propia en base a información facilitada por la SEC.

Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (Ene–Feb)
CEC	\$3.074.477	\$2.226.707	\$1.984.942	\$2.259.489	\$5.462.859	\$159.200
CGE	\$2.219.877.090	\$2.480.587.428	\$2.246.809.928	\$1.565.443.077	\$2.216.245.196	\$245.412.765
CHILQUINTA	\$79.017.710	\$119.313.330	\$81.408.054	\$92.201.991	\$112.365.553	\$7.767.908
CODINER	\$25.641.587	\$31.710.358	\$22.883.041	\$21.919.619	\$18.879.804	\$2.071.084
COELCHA	\$10.652.737	\$11.077.844	\$11.375.473	\$12.024.624	\$14.068.480	\$872.981
COOPREL	\$8.258.493	\$7.222.721	\$8.473.447	\$7.629.856	\$11.348.236	\$1.104.973
CRELL	\$22.855.433	\$22.143.186	\$18.082.383	\$13.873.411	\$11.358.649	\$1.061.511
DISTRILINA	\$1.624.805	\$1.429.514	\$1.162.506	\$1.207.644	\$1.574.909	\$78.910
EMELARI	\$13.350.901	\$14.267.710	\$8.522.077	\$6.463.527	\$7.841.535	\$321.509
EMELAT	\$2.826.650	\$2.774.096	\$2.229.320	\$2.234.220	\$2.556.991	\$82.077
ENEL	\$347.336.624	\$583.504.826	\$369.690.660	\$351.170.847	\$355.482.591	\$30.681.814
FRONTEL	\$317.307.410	\$353.354.399	\$264.469.021	\$233.983.258	\$201.067.881	\$12.457.908
LITORAL	\$1.002.843	\$1.022.358	\$833.814	\$850.925	\$1.135.236	\$71.122
Luz Osorno	\$42.307.191	\$37.730.597	\$40.661.687	\$34.773.666	\$38.681.565	\$3.385.399
SAESA	\$142.071.344	\$154.080.377	\$122.377.087	\$101.284.183	\$91.728.468	\$6.084.917
TOTAL	\$10.813.271.893	\$8.024.900.906	\$6.732.173.475	\$8.226.232.924	\$14.637.145.863	\$769.568.643

Tabla A.6: Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con generación diésel

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Equipos	Costo Generador	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura SAIDI crítico	Diésel	327,79	0,5	4	\$40.325.933	\$1.075	0,08	74,5	6,5	\$8.862.571	Precio
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712	\$57.606.712
Costos											
Consumo anual		\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882	\$26.251.882
Mantenimiento (2%)		\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075	\$3.226.075
Subtotal		\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956	\$29.477.956
Inversión											
Costos equipos	\$161.303.732	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$16.130.373	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$8.065.187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$185.499.292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-185.499.292	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755	\$28.128.755
VAN						\$3.246.945					
TIR						8,3865 %					

Tabla A.7: Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con generación diésel

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Equipos	Costo Generador	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura ENS acumulada	Diésel	1212,75	3,5 (2)	8	\$1.150.000.000	\$1.075	0,08	750,9	6,5	\$423.222.515	Precio
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348	\$2.750.946.348
Costos											
Consumo anual		\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023	\$978.953.023
Mantenimiento (2%)		\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000
Subtotal		\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023	\$1.162.953.023
Inversión											
Costos equipos	\$9.200.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$920.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$460.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$10.580.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-10.580.000.000	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324	\$1.587.993.324
VAN						\$75.564.468					
TIR						8,1581 %					

Tabla A.8: Flujo de caja - Cobertura clientes con generación diésel

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Equipos	Costo Generador	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura clientes	Diésel	481,4	3,5 (2)	8	\$1.150.000.000	\$1.075	0,08	750,9	6,5	\$334.911.768	Precio
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492	\$2.176.926.492
Costos											
Consumo anual		\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505	\$388.594.505
Mantenimiento (2%)		\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000	\$184.000.000
Subtotal		\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505	\$572.594.505
Inversión											
Costos equipos	\$9.200.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$920.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$460.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$10.580.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-10.580.000.000	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988	\$1.604.331.988
VAN						\$185.198.227					
TIR						8,3866 %					

Tabla A.9: Flujo de caja - Cobertura estadística con generación diésel

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Equipos	Costo Generador	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura estadística	Diésel	1270,75	0,3	4	\$32.130.000	\$1.075	0,08	68,6	6,5	\$18.250.566	Precio
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679	\$118.628.679
Costos											
Consumo anual		\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459	\$93.711.459
Mantenimiento (2%)		\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400	\$2.570.400
Subtotal		\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859	\$96.281.859
Inversión											
Costos equipos	\$128.520.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$12.852.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$6.426.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$147.798.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-147.798.000	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820	\$22.346.820
VAN						\$2.150.983					
TIR						8,3216 %					

Tabla A.10: Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con generación fotovoltaica

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$ /kW]	Costo Combustible [\$ /L]	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro G&D [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura SAIDI crítico	FV	327,79	0,5	4	\$892.453	-	0,08	-	6,5	\$53.178.205	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333	\$345.658.333
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113	\$35.698.113
Inversión											
Costos equipos	\$1.784.905.660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$178.490.566	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$89.245.283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$2.052.641.509	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	-\$2.052.641.509	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219	\$309.960.219
VAN						\$27.216.793					
TIR						8,2931 %					

Tabla A.11: Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con generación fotovoltaica

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión \$/kW	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Aborro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura ENS acumulada	FV	1212,75	7	4	\$892.453	-	0,08	-	6,5	\$741.294.870	
Año		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa			\$4.818.416.655	\$4.818.416.655	\$4.818.416.655	\$4.818.416.655	\$4.818.416.655	\$4.818.416.655	\$4.818.416.655	\$4.818.416.655	\$4.818.416.655
Costos											
Mantenimiento (2%)			\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585
Inversión											
Costos equipos	\$24.988.679.240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$2.498.867.924	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$1.249.433.962	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$28.736.981.126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	-\$28.736.981.126	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070	\$4.318.643.070
VAN					\$241.465.408						
TIR					8.1859 %						

Tabla A.12: Flujo de caja - Cobertura clientes con generación fotovoltaica

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$ /kW]	Costo Combustible [\$ /L]	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura clientes	FV	481.4	7	4	\$892.453	-	0,08	-	6.5	\$741.294.870	
Año		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655	\$418.416.655
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585	\$499.773.585
Inversión											
Costos equipos	\$24.988.679.240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$2.498.867.924	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$1.249.433.962	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$28.736.981.126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja VAN	\$-28.736.981.126	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070	\$418.643.070
TIR							8,1859 %				

Tabla A.13: Flujo de caja - Cobertura estadística con generación fotovoltaica

[illegible]

Tabla A.14: Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con generación eólica

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión \$/kW	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento (%)	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura SAIDI crítico	Eólica	-	0.5	4	\$1,399.056	-	0,08	-	6,5	\$83.678.518	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367	\$543.910.367
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240	\$55.962.240
Inversión											
Costos equipos	\$2.798.112.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$279.811.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$139.905.600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$3.217.828.800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-3.217.828.800	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127	\$487.948.127
VAN						\$56.342.851					
TIR						8,8867%					

Tabla A.15: Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con generación eólica

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión \$/kW	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura ENS acumulada	Eólica	1212.75	7	4	\$1.399.056	-	0.08	-	6.5	\$1.171.499.252	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360
Inversión											
Costos equipos	\$39.173.568.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$3.917.356.800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$1.958.678.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$45.049.603.200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-45.049.603.200	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778
VAN						\$788.799.909					
TIR						8,3867%					

Tabla A.16: Flujo de caja - Cobertura clientes con generación eólica

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión \$/kW	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura clientes	Eólica	481.4	7	4	\$1.399.056	-	0.08	-	6.5	\$1.171.499.252	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138	\$7.614.745.138
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360	\$783.471.360
Inversión											
Costos equipos	\$39.173.568.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$3.917.356.800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$1.958.678.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$45.049.603.200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-45.049.603.200	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778	\$6.831.273.778
VAN						\$788.799.909					
TIR						8,3867%					

Tabla A.17: Flujo de caja - Cobertura estadística con generación eólica

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión \$/kW	Costo Combustible \$/L	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura estadística	Eólica	1270.75	0,3	4	\$1.399.056	-	0.08	-	6.5	\$50.207.111	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222	\$326.346.222
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344	\$33.577.344
Inversión											
Costos equipos	\$1.678.867.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$167.886.720	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$83.943.360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$1.930.697.280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-1.930.697.280	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878	\$292.768.878
VAN						\$33.805.719					
TIR						8,3867%					

Tabla A.18: Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con FV+BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión \$/kW	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura SAIDI crítico	FV+BESS	327.79	0,5	4	\$1.480.188	5 a 8 h 90% P _{nom}	0.08	-	6.5	\$88.530.687	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466	\$575.449.466
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520	\$59.207.520
Inversión											
Costos equipos	\$2.960.376.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$296.037.600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$148.018.800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$3.404.432.400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-3.404.432.400	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946	\$516.241.946
VAN						\$59.593.076					
TIR						8,3866%					

Tabla A.19: Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con FV+BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión \$/kW	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura ENS acumulada	FV+BESS	1212.75	7	4	\$1.480.188	5 a 8 h 90% P _{nom}	0.08	-	6.5	\$1.229.429.623	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550
Costos											
Mantenimiento (2%)		\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280
Inversión											
Costos equipos	\$41.445.264.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10%)	\$4.144.526.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5%)	\$2.072.263.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$47.662.053.600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-47.662.053.600	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270
VAN						\$398.147.989					
TIR						8,1849%					

Tabla A.20: Flujo de caja - Cobertura clientes con FV+BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$ /kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura clientes	FV+BESS	481,4	7	4	\$1.480.188	5 a 8 h 90 % Pnom	0,08	-	6,5	\$1.229.429.623	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550	\$7.991.292.550
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280	\$828.905.280
Inversión											
Costos equipos	\$411.445.264.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$4.144.526.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$2.072.263.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$47.662.053.600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-47.662.053.600	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270	\$7.162.387.270
VAN							\$398.147.989				
TIR							8,1849 %				

Tabla A.21: Flujo de caja - Cobertura estadística con FV+BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$ /kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura estadística	FV+BESS	1270,75	0,3	4	\$1.480.188	5 a 8 h 90 % Pnom	0,08	-	6,5	\$53.118.412	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678	\$345.269.678
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512	\$35.524.512
Inversión											
Costos equipos	\$1.776.225.600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$177.622.560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$88.811.280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$2.042.659.440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-2.042.659.440	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166	\$309.745.166
VAN							\$35.755.837				
TIR							8,3866 %				

Tabla A.22: Flujo de caja- Cobertura SAIDI crítico con Eólico + BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$ /kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura SAIDI crítico	Eólico + BESS	327,79	0,5	4	\$1.629.245	5 a 8 h 80 % Pnom	0,08	-	6,5	\$97.445.868	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142	\$633.398.142
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811	\$65.169.811
Inversión											
Costos equipos	\$3.258.490.560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$325.849.056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$162.924.528	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$3.747.264.144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-3.747.264.144	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331	\$568.228.331
VAN							\$65.594.209				
TIR							8,3866 %				

Tabla A.23: Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con Eólico + BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$ /kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura ENS acumulada	Eólico + BESS	1212,75	7	4	\$1.629.245	5 a 8 h 80 % Pnom	0,08	-	6,5	\$1.364.242.153	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357
Inversión											
Costos equipos	\$45.618.867.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$4.561.886.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$2.280.943.392	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$52.461.698.016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-52.461.698.016	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638
VAN							\$918.318.968				
TIR							8,3866 %				

Tabla A.24: Flujo de caja - Cobertura de clientes con Eólico + BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$ /kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura clientes	Eólico + BESS	481,4	7	4	\$1.629.245	5 a 8 h 80 % Pnom	0,08	-	6,5	\$1.364.242.153	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995	\$8.867.573.995
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357	\$912.377.357
Inversión											
Costos equipos	\$45.618.867.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$4.561.886.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$2.280.943.392	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$52.461.698.016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-52.461.698.016	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638	\$7.955.196.638
VAN							\$918.318.968				
TIR							8,3866 %				

Tabla A.25: Flujo de caja - Cobertura estadística con Eólico + BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$/kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura estadística	Eólico + BESS	1270.75	0,3	4	\$1.629.245	5 a 8 h 80 % Pnom	0,08	-	6,5	\$58.467.521	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887	\$380.038.887
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887	\$39.101.887
Inversión											
Costos equipos	\$1.955.094.336	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$195.509.434	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$97.754.717	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$2.248.358.486	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-2.248.358.486	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000	\$340.937.000
VAN						\$39.356.534					
TIR						8,3866 %					

Tabla A.26: Flujo de caja - Cobertura SAIDI crítico con BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$/kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura SAIDI crítico	BESS	327,79	0,5	4	\$867.925	5 a 6 h	0,08	-	6,5	\$51.910.943	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130	\$337.421.130
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981	\$34.716.981
Inversión											
Costos equipos	\$1.735.849.060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$173.584.966	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$86.792.453	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$1.996.226.419	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-1.996.226.419	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148	\$302.704.148
VAN						\$34.943.056					
TIR						8,3866 %					

Tabla A.27: Flujo de caja - Cobertura ENS acumulada con BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$/kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura ENS acumulada	BESS	1212,75	7	4	\$867.925	5 a 6 h	0,08	-	6,5	\$726.753.205	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$4723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737
Inversión											
Costos equipos	\$24.301.886.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$2.430.188.684	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$1.215.094.342	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$27.947.169.866	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-27.947.169.866	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096
VAN						\$489.202.913					
TIR						8,3866 %					

Tabla A.28: Flujo de caja - Cobertura clientes con BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$/kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura clientes	BESS	481,4	7	4	\$867.925	5 a 6 h	0,08	-	6,5	\$726.753.205	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833	\$4.723.895.833
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737	\$486.037.737
Inversión											
Costos equipos	\$24.301.886.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$2.430.188.684	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$1.215.094.342	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$27.947.169.866	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-27.947.169.866	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096	\$4.237.858.096
VAN						\$489.202.913					
TIR						8,3866 %					

Tabla A.29: Flujo de caja - Cobertura estadística con BESS

Metodología	Tecnología	Horas funcionamiento	Capacidad [MVA]	Plantas	Costo inversión [\$/kW]	Almacenamiento	Tasa descuento [%]	Consumo por hora [L]	Ahorro SAIDI [h]	Valor multa \$/h	Link
Cobertura estadística	BESS	1270,75	0,3	4	\$867.925	5 a 6 h	0,08	-	6,5	\$31.146.566	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos											
Ahorro multa		\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679	\$202.452.679
Costos											
Mantenimiento (2 %)		\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189	\$20.830.189
Inversión											
Costos equipos	\$1.041.509.436	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos instalación (10 %)	\$104.150.944	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos indirectos (5 %)	\$52.075.472	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	\$1.197.735.851	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	\$-1.197.735.851	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490	\$181.622.490
VAN						\$20.965.842					
TIR						8,3866 %					

Apéndice B

Ecuaciones

B.1. Compensaciones

B.1.1. Energía interrumpida

B.1.1.a. Clientes Libres

$$E_{int_{i,r,s,e}} = \bar{P}_k \cdot T_{i,r,s,e} \quad (B.1)$$

En el proceso de asignación de responsabilidades por interrupciones no autorizadas, se definen las siguientes variables: $E_{int_{i,r,s,e}}$, que representa la energía interrumpida no autorizada asignada al Coordinado i por la indisponibilidad del suministro en el Punto de Control r , causada por un evento o falla e en instalaciones del segmento s , expresada en MWh y considerando dos cifras decimales; $\bar{P}_k$, que corresponde a la potencia promedio calculada para el Cliente Libre k , en MW y también con dos cifras decimales; y $T_{i,r,s,e}$, que indica el tiempo de interrupción asignado al Coordinado i bajo las mismas condiciones, expresado en horas. La potencia promedio de cada Cliente Libre será determinada por el Coordinador para el periodo en que ocurrió la interrupción, utilizando la información de energía consumida por dicho cliente en ese mismo periodo, considerando los últimos 12 meses previos al mes en que se produjo la interrupción. Este cálculo se basa en los datos empleados para la determinación de las transferencias económicas, con resolución horaria. En caso de que el Cliente Libre no cuente con 12 meses de historial de consumo, se utilizará el promedio de los meses disponibles. Si no existe energía consumida, se tomará como referencia la potencia declarada en el proceso de conexión.

B.1.1.b. Clientes regulados

$$E_{int_{i,r,s,e}} = F_{i,r,s,e} \cdot \sum_{m=1}^n cph_m \cdot TTINA_{m,r,s,e} \quad (B.2)$$

En el contexto de interrupciones no autorizadas asignadas a clientes regulados y coordinados, se definen las siguientes variables: $E_{int_{i,r,s,e}}$, que representa la energía interrumpida no autorizada, en kWh, asignada al Coordinado i debido a la indisponibilidad de suministro del Punto de Control r , provocada por eventos o fallas en instalaciones del segmento s durante el evento e , considerando dos cifras decimales; $F_{i,r,s,e}$, que corresponde al factor de asignación de tiempo de interrupción para el

Coordinado i bajo las mismas condiciones, determinado por el Coordinador, también con dos cifras decimales; cp_{phm} , que es la potencia promedio por hora del Cliente Regulado m , en kW, calculada por la Empresa Distribuidora respectiva, también con dos cifras decimales; y $TTINA_{m,r,s,e}$, que indica el tiempo de interrupción asignado al Cliente Regulado m en horas, bajo los mismos criterios de evento e instalaciones, y determinado por la Empresa Distribuidora. El valor de cp_{phm} será estimado dividiendo la energía total facturada al cliente en los últimos 12 meses (en caso de facturación mensual) o en los últimos 6 meses (si es bimestral), por el total de horas efectivamente facturadas en dicho periodo, excluyendo los tiempos de interrupción. Si el cliente no cuenta con 12 meses de historial, se utilizará el mayor número de facturaciones disponibles; y en ausencia de historial de consumo, se tomará la potencia declarada por el cliente en su solicitud de suministro, conforme al procedimiento establecido en la Norma Técnica de Distribución (NTD).

Apéndice C

Figuras

C.1. Potencial de Energías Renovables

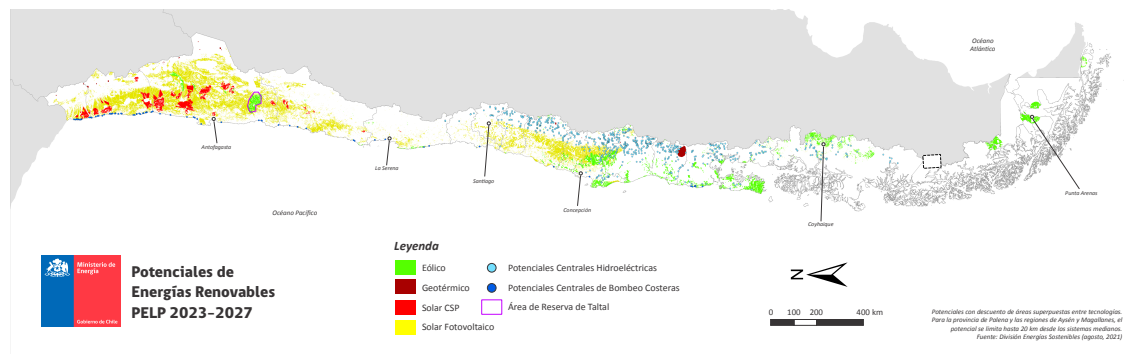


Figura C.1: Potencial renovables para los años 2023-2027. Fuente: [33].

Bibliografía

- [1] Adelat. «La Calidad de la Distribución Eléctrica en la Transición Energética Desafíos Y Buenas Prácticas Regulatorias». En: (2023).
- [2] Fomento y Reconstrucción Ministerio de Economía. «Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica». En: *Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción* (2007).
- [3] Comisión Nacional de Energía. «Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución». En: (2024).
- [4] División de Ingeniería de Electricidad-SEC. «Metodología de Agrupamiento de Instalaciones Para la Asignación de Estándares». En: *Gobierno de Chile* (2016).
- [5] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). «Anuario SEC 2023». En: (2024).
- [6] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). «Cuentas Públicas Participativas 2019 Región De O'Higgins». En: (2019).
- [7] Ministerio de Economía. «Ley 18.410, Crea La Superintendencia de Electricidad y Combustibles». En: (2016).
- [8] Ministerio del Interior. «Ley 18.575, Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado». En: (2000).
- [9] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). «Informe SEC Enero 2025». En: (2025).
- [10] Ricardo Javier Cifuentes Carrasco. «Propuesta de Cambio en la Operación de las Empresas Distribuidoras Necesarios para Alcanzar los Índices de Calidad de Suministro Definidos en la Agenda Energética 2050». En: *Magíster en Economía Energética, UTFSM* (2021).
- [11] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). «Anuario SEC 2021». En: (2022).
- [12] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). «Anuario SEC 2022». En: (2023).
- [13] Comisión Nacional de Energía. «Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones». En: (2020).
- [14] Comisión Nacional de Energía. «Norma Técnica de Conexión y Operación de PMG-Den Instalaciones de Media Tensión». En: (2024).
- [15] Ministerio de Energía. «Decreto 88, Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala». En: (2019).

- [16] Comisión Nacional de Energía. *Pequeños medios de generación en Chile*. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/pequenos-medios-de-generacion-en-chile/>. Última actualización: 05 de marzo de 2025. 2025. URL: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/pequenos-medios-de-generacion-en-chile/>.
- [17] Fomento y Reconstrucción Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía. «Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos». En: (2005).
- [18] Ministerio de Energía. «Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales». En: (2012).
- [19] Comisión Nacional de Energía. «Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación». En: (2019).
- [20] IEC. «IEC 61000-3-3: Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current 16 A per phase and not subject to conditional connection». En: *IEC* (2013).
- [21] IEC. «IEC 61000-4-15: Electromagnetic compatibility (EMC)–Testing and measurement techniques–Flickermeter–Functional and design specifications». En: *IEC* (2011).
- [22] IEC. «IEC 61000-3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current 16 A per phase)». En: *IEC* (2018).
- [23] IEC. «IEC 61000-3-4: Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A». En: *IEC* (1998).
- [24] IEC. «IEC 61000-3-12: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current ≤16 A and 75 A per phase». En: *IEC* (2011).
- [25] Laura C. Liébana. *Así de rápido se recuperó el suministro eléctrico tras la DANA*. Consulta: Abril de 2025. 2024. URL: https://www.larazon.es/medio-ambiente/asi-rapido-recupero-suministro-electrico-dana_20241227676ef335bc785b00016bfef.html.
- [26] Comisión Nacional de Energía. *Estadísticas, Electricidad, SAIDI*. http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad/?_sft_etiquetas-estadistica=saidi. Disponible en línea. 2025. URL: http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad/?_sft_etiquetas-estadistica=saidi.
- [27] Ministerio del Medioambiente. «Caracterización Comunal de Quemchi». En: *Gran Ducado de Luxemburgo* (2021).
- [28] SEC. *GIS Eléctrico*. <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>. Disponible en línea. 2025. URL: <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>.
- [29] Ministerio de Energía. «Decreto 3: Fija Precios de Nudo Para Suministros de Electricidad». En: (2024).
- [30] Subsecretaría de Turismo. «ZOIT Archipiélago de Chiloé». En: (2019).
- [31] Ministerio de Energía. *Explorador Solar*. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>. 2017. URL: <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

- [32] ODEPA. «Atlas Rural de Chile». En: *Ministerio de Agricultura, Instituto Nacional de Estadística* (2022).
- [33] Ministerio de Energía. «Planificación Energética a Largo Plazo». En: (2024).
- [34] Christian Santana O. «Energías Renovables en Chile». En: *Ministerio de Energía, GIZ* (2014).
- [35] Ministerio de Energía. *Explorador Eólico*. <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>. 2018. URL: <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>.
- [36] Mark Falvey. «Explorador Eólico 2018: Descripción y Guía de Uso». En: *Ministerio de Energía, GIZ* (2018).
- [37] IEC. «IEC 61400-1, Wind Turbines-Part 1: Design requirements». En: (2005).
- [38] Ministerio de Obras Públicas. «Ley 21.435, REFORMA AL CÓDIGO DE AGUAS». En: (2022).
- [39] Ministerio de Energía. *Explorador Hidroelectrico*. <https://eh.exploradorenergia.cl/>. 2021. URL: <https://eh.exploradorenergia.cl/>.
- [40] Sitemas de Información Territorial Ciren. «Recursos Naturales Comuna de Quemchi». En: *Ministerio de Agricultura* (2022).
- [41] Comisión Nacional de Energía. *Energía Región Beta*. <https://energiaregion.cl/region/LAGOS>. Disponible en línea. 2022. URL: <https://energiaregion.cl/region/LAGOS>.
- [42] Comisión Nacional de Energía. *Energía Maps Beta*. <https://energiamaps.cne.cl/#>. Disponible en línea. 2022. URL: <https://energiamaps.cne.cl/#>.
- [43] Comisión Nacional de Energía. *Bencina en Línea*. https://www.bencinaenlinea.cl/#/busqueda_estaciones. Disponible en línea. 2024. URL: https://www.bencinaenlinea.cl/#/busqueda_estaciones.
- [44] Franco López. *Enap confirma fuerte caída en los precios de bencinas: hasta \$28 por litro*. <https://www.biobiochile.cl/noticias/economia/tu-bolsillo/2025/03/12/enap-confirma-fuerte-caida-en-los-precios-de-bencinas-hasta-28-por-litro.shtml>. BíoBíoChile. 2025.
- [45] ENAP. «INFORME DE PRECIOS ESTIMADOS PARA COMBUSTIBLES». En: *ENAP* (2025).
- [46] Marco Herrera Mansilla. «Controversias socioambientales al sur de Chile: el caso de la crisis de la marea roja en la Isla Grande de Chiloé». En: *Universidad de la Frontera* (2021).
- [47] Revista Nueva Minería y Energía. *Coordinador advierte riesgos de suministro eléctrico para Chiloé debido a falta de combustible para generación*. Consulta: marzo de 2025. 2022. URL: <https://www.nuevamineria.com/revista/coordinador-advier-te-riesgos-de-suministro-electrico-para-chiloe-debido-a-falta-de-combustible-para-generacion/>.
- [48] David Granados y Francisco Ortiz Pedro Gonzalez Fernando Jurado. «Análisis de eficiencia y degradación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica». En: *Revista Iberoamericana de Ciencias* (2018).

- [49] MSc. Idalberto Clemente Morales Rodríguez y MSc. Elio Castro MSc. Maykop Pérez Martínez. «The hour equivalent solar pick. Definition and interpretation». En: *Revista científica Ingeniería Energética* (2017).
- [50] Wind Turbine Models. *B. Ventus 250 kW*. Consulta: Mayo de 2025. 2019. URL: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2061-b.ventus-250-kw>.
- [51] Wind Turbine Models. *Micon M750/400*. Consulta: Mayo de 2025. 2017. URL: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/665-micon-m-750-400>.
- [52] Vestas. *V172-7.2MW*. Consulta: Mayo de 2025. 2024. URL: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW>.
- [53] Ministerio del Medio Ambiente. «Decreto 38: Establece norma de emisión para grupos electrógenos». En: (2021).
- [54] Comisión Nacional de Energía. «Reporte Energía Abierta Ciudadana: Almacenamiento». En: *CNE* (2024).
- [55] Ministerio de Energía. «Ley 20.936, Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional». En: *Biblioteca del Congreso Nacional* (2016).
- [56] Ph.D. Gabriel Olguín. «Almacenamiento de Energía Parte 5. Aplicaciones». En: *CIGRÉ* (2017).
- [57] Nelson Ricardo Fabara Tobar Paúl Fabbriro Vásquez Miranda. «Propuesta para lograr la Operación en Isla Intencional de un Sistema real de Distribución que dispone de Generación Distribuida». En: *Escuela Politécnica Nacional* (2017).
- [58] Ernesto Calmarza Lozano. «Funcionamiento en Isla de Redes de Distribución». En: *Universidad Pontificia Comillas* (2018).
- [59] Empresas Eléctricas A.G. «Memoria Anual 2023 Empresas Eléctricas A.G.» En: (2024).
- [60] BIZEVOL. *Generador Eléctrico Insonorizado GENSYS 330 KVA SAND-BY*. Consulta: Mayo de 2025. 2025. URL: <https://bizevol.cl/products/generador-electrico-gensys-insonorizado-300kva-prime-330kva-stand-by>.
- [61] TECNORED. *Grupo Generador TCM500QC DIESEL*. Consulta: Mayo de 2025. 2025. URL: <https://www.tiendatecnored.cl/grupo-generador-tcm500qc-diesel.html>.
- [62] Uspe. *3.5 MW 2016 Surplus New Rolls Royce B3345L6A Diesel Generator Set*. Consulta: Mayo de 2025. 2025. URL: <https://www.uspeglobal.com/listings/2251209-3-5-mw-2016-surplus-new-rolls-royce-b3345l6a-diesel-generator-set>.
- [63] Comisión Nacional de Energía. «Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento». En: (2025).
- [64] unidad de acompañamientos de proyectos del ministerio de energía División de desarrollo de proyectos. «Reporte de proyectos en construcción e inversión en el sector energía mes de marzo de 2025». En: *Ministerio de Energía* (2025).
- [65] Mauricio Olivares Araya. «Simetría. El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, regulación e institucionalidad». En: *Editorial USACH* (2023).

-
- [66] INECON. «Informe Final Definitivo Versión 3 Estudio VAD ÁREA TÍPICA ATD5». En: (2022).