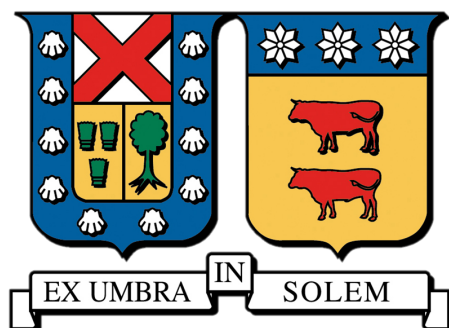




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**Evaluación técnico-económica de alternativas de energía renovable para el
abastecimiento eléctrico de centros de cultivo salmonero off-grid en la
Región de Aysén**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

JOSEFINA ALARCÓN MUÑOZ

PROFESOR GUÍA

FELIPE ESCUDERO

VALPARAÍSO DE CHILE, JUNIO 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 técnico-económica de alternativas de energía renovable para el abastecimiento eléctrico de centros de cultivo salmonero off-grid en la Región de Aysén

Nombre del candidato(a): Josefina Paz Alarcón Muñoz

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Industrial

Campus: Casa Central Departamento: Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Felipe Escudero, 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 (marcar una opción)

☒ 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 (**marcar una opción**):

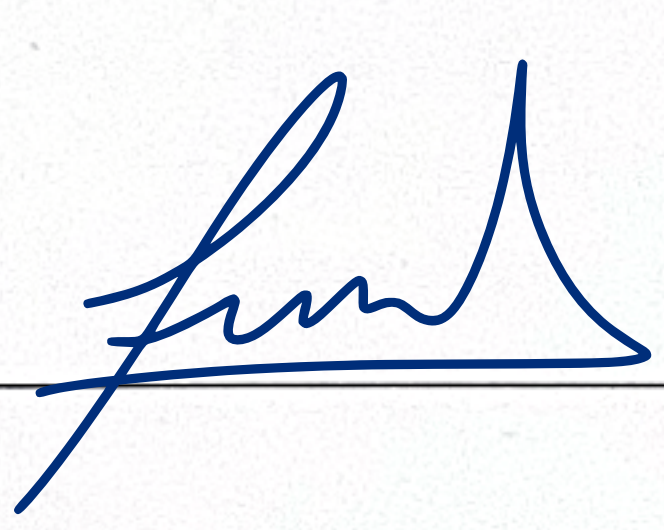
☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

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

4.- FIRMAS

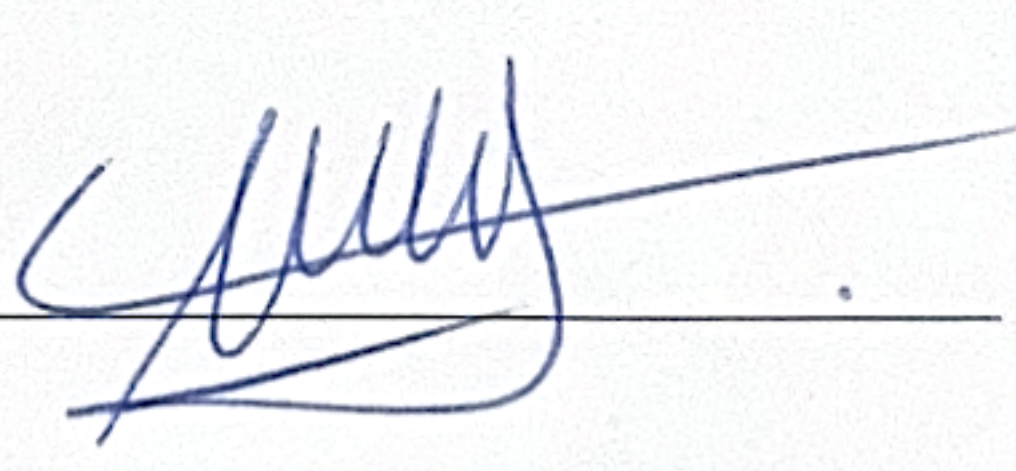
Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 06-07-2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 06-07-2026

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.

Tabla de Contenidos

1	Agradecimientos	4
2	Resumen Ejecutivo	6
3	Abstract	9
4	Introducción	12
4.1	Contexto tecnológico global	12
4.2	Desafíos en salmonicultura chilena	12
5	Problema de Investigación	14
6	Objetivos	16
6.1	Objetivo General	16
6.2	Objetivos Específicos	16
7	Alcance de la Investigación	18
8	Marco teórico	19
8.1	Sustentabilidad energética en la salmonicultura	19
8.2	Abastecimiento energético en centros de cultivo off-grid	21
8.3	Energías renovables aplicables a sistemas aislados	22
8.3.1	Generación fotovoltaica	23
8.3.2	Generación eólica	23
8.4	Sistemas de almacenamiento de energía en baterías	24

8.5	Evaluación del desempeño energético	25
8.5.1	Balance horario de energía	26
8.5.2	Energía no suministrada	26
8.5.3	Cobertura renovable y sustitución de diésel	27
8.5.4	Excedentes renovables	28
8.6	Emisiones operacionales asociadas al diésel	28
8.7	Evaluación económica de alternativas energéticas	29
8.7.1	Costos de inversión	29
8.7.2	Ahorro de combustible	30
8.7.3	Periodo simple de recuperación	30
8.8	Sensibilidad y robustez de soluciones energéticas autónomas	31
8.9	Brecha de investigación y aporte de la memoria	32
9	Metodología	34
9.1	Enfoque general	34
9.2	Fuentes de información	34
9.3	Caracterización de la demanda eléctrica	36
9.4	Estimación de generación renovable	38
9.5	Modelo de operación con almacenamiento BESS	40
9.6	Simulación de alternativas híbridas	41
9.7	Simulación de alternativas autónomas sin diésel	42
9.8	Búsqueda y selección de configuraciones	44
9.9	Indicadores de evaluación técnica	45

9.10	Evaluación ambiental operacional	46
9.11	Evaluación económica	47
9.12	Análisis complementario de VAN y TIR	49
9.13	Análisis de sensibilidad y redimensionamiento robusto	50
9.14	Limitaciones metodológicas	52
10	Resultados	53
10.1	Caracterización de la demanda eléctrica	53
10.2	Generación renovable unitaria disponible	55
10.3	Evaluación de alternativas híbridas con generación diésel residual	56
10.4	Evaluación ambiental operacional de las alternativas híbridas	57
10.5	Limitación de las alternativas híbridas al retirar el diésel	59
10.6	Dimensionamiento de soluciones autónomas sin diésel	60
10.7	Control del estado de carga del BESS en las soluciones autónomas base	61
10.8	Sensibilidad de las soluciones autónomas base	65
10.9	Redimensionamiento de soluciones autónomas robustas	65
10.10	Comparación entre soluciones autónomas base y robustas	66
10.11	Sensibilidad económica al precio del diésel y al CAPEX	68
10.12	Validación de sensibilidad de las soluciones robustas	70
10.13	Comparación económica final: alternativa híbrida versus autónoma robusta	71
10.14	Síntesis de resultados	73
11	Conclusiones	75

1. Agradecimientos

Quiero agradecer a todas las personas que contribuyeron tanto a la realización de este trabajo de investigación como a mi proceso formativo a lo largo de esta carrera. En especial:

A mi padre, por un apoyo constante y generoso que se expresó en hechos cotidianos, silenciosos y fundamentales. Gracias por tu respaldo económico, por preocuparte de mi almuerzo cada día y por estar disponible cada vez que lo necesité. Fuiste quien corrió y cruzó cielo mar y tierra literalmente por mí en cada ocasión. Gracias por aliviar mi carga para que yo pudiera concentrarme en lo esencial, para, estudiar, formarme y avanzar con tranquilidad.

A mi madre, por su amor incondicional y por acompañarme con paciencia en cada etapa de aprendizaje, especialmente en mis momentos de mayor vulnerabilidad. Gracias por enseñarme que la fortaleza también puede construirse desde la calma. Tu mirada artística me ha mostrado siempre un camino que la universidad no suele desarrollar, con sensibilidad, creatividad y pausa. Pero, por sobre todo, con la naturaleza y el mar. Gracias por siempre estar, por forjar mi camino de forma amena aunque detrás todo se estuviese desarmando para ti muchas veces.

A mis abuelos y tíos, por la confianza sostenida y por el impulso que me dan siempre a través de oportunidades y confianza. Gracias por apoyarme en mis decisiones mas importantes. Esa fe, en momentos clave, fue energía y dirección. Un agradecimiento especial a Natalia, por ser una mentora determinante en mi camino profesional. Gracias por inspirarme con tu ejemplo, por compartir tu experiencia y por ayudarme a construir lazos, por ampliar mi red y mi visión de futuro. Agradezco cada consejo, cada corrección y cada conversación que me fortaleció para enfrentar los desafíos con carácter, criterio y resiliencia.

A mis niñas del colegio, por la lealtad y por el cariño sincero que me entregaron en una

etapa donde aprender a confiar no fue fácil. Después de años de experiencias difíciles, ustedes fueron un espacio de amistad real y sostenida. Gracias por acompañarme, por cuidarme y por estar presentes sin condiciones, incluso cuando mis decisiones no eran perfectas.

A mis amigos de la universidad por estos 6 años años de compañía y apoyo incondicional. Gracias por mostrarme esa diversidad social, por contagiarme ambición académica y por sostenerme en lo cotidiano, por ayudarme a ordenar mi dispersión, y empujándome a equilibrar estudio y deporte. gracias por apoyarme en cada trabajo, en esas crisis de pánico, en los periodos de presión y cansancio. gracias por entregarme siempre su disciplina, perseverancia y comunidad.

A las chicas de futbol, que me acompañarme estos últimos años, gracias por siempre ser tan condescendientes conmigo, por apoyar y acompañar en estos últimos pasos, por incluirme al equipo y a sus vidas de una forma tan genuina y amable

A Mati por compartir este año a mi lado, por la conexión y el acompañamiento a todas las aventuras y caprichos que se me ocurren, por estar conmigo en este año tan exigente. Gracias por tu ternura y calma siempre. Sé que hubo momentos en que hasta la respiración ajena me irritaba, y aun así nunca dejaste de buscar la forma en que yo me sintiera más apoyada.

A Almendrita, mi gata, por acompañarme de forma constante y silenciosa durante los últimos 15 años. Gracias por estar en las noches frías, en los periodos de ansiedad y en las jornadas de estudio. Tu presencia fue refugio, una calma simple y honesta que muchas veces me devolvió paz cuando más la necesitaba.

Por todo lo anterior, muchas gracias.

2. Resumen Ejecutivo

La salmonicultura en zonas aisladas de la Región de Aysén depende en gran medida de generación diésel para abastecer sus requerimientos eléctricos. Si bien esta tecnología constituye una solución convencional y operativamente funcional para centros *off-grid*, su uso mantiene la dependencia de combustibles fósiles y genera emisiones directas asociadas a la operación energética. En este contexto, la presente memoria evalúa la factibilidad técnica, económica y ambiental operacional de incorporar energías renovables para reducir o sustituir la generación diésel en centros de cultivo salmonero.

El estudio se aplicó a los centros James y Williams, utilizando perfiles horarios de demanda eléctrica y datos climáticos correspondientes al año 2025. La metodología consideró la estimación horaria de generación fotovoltaica y eólica, la simulación de sistemas con almacenamiento BESS y la comparación entre alternativas híbridas con generación diésel residual y alternativas autónomas sin uso operacional de diésel. La evaluación se realizó mediante indicadores de continuidad de suministro, energía no suministrada, cobertura renovable, consumo de diésel, emisiones operacionales evitadas, CAPEX y periodo simple de recuperación de la inversión.

En una primera etapa, se evaluaron configuraciones híbridas orientadas a reducir el consumo de combustible. Para James, la alternativa híbrida seleccionada correspondió a 100 kWp fotovoltaicos, 300 kW eólicos y 100 kWh de BESS, con un CAPEX estimado de 381,07 millones de CLP y un payback simple de 3,06 años. Para Williams, la alternativa híbrida correspondió a 100 kWp fotovoltaicos, 200 kW eólicos y 100 kWh de BESS, con un CAPEX estimado de 282,05 millones de CLP y un payback simple de 2,61 años. Estos resultados muestran que las soluciones híbridas permiten reducir significativamente el uso de diésel con inversiones relativamente meno-

res.

Sin embargo, al retirar el respaldo diésel de dichas configuraciones, ambas alternativas presentaron energía no suministrada. En James se obtuvo aproximadamente 193.206 kWh/año de ENS en 4.073 horas, mientras que en Williams se obtuvo aproximadamente 202.017 kWh/año en 4.552 horas. Esto demuestra que las alternativas híbridas son adecuadas para una sustitución parcial del combustible, pero no permiten eliminar completamente su uso operacional.

Posteriormente, se dimensionaron soluciones autónomas basadas en generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento BESS. Las configuraciones mínimas capaces de abastecer la demanda del escenario base 2025 sin diésel fueron 700 kWp fotovoltaicos, 525 kW eólicos y 3.100 kWh de BESS para James, y 700 kWp fotovoltaicos, 475 kW eólicos y 2.900 kWh de BESS para Williams. No obstante, el análisis de sensibilidad mostró que estas soluciones no eran suficientemente robustas frente a variaciones moderadas de demanda, recurso renovable o capacidad efectiva del almacenamiento.

Por esta razón, se realizó un redimensionamiento bajo un escenario conservador moderado, definido por un aumento de 5 % en la demanda, una reducción de 5 % en la generación renovable y una disminución de 10 % en la capacidad efectiva del BESS. Bajo este criterio, la solución autónoma robusta propuesta para James corresponde a 800 kWp fotovoltaicos, 575 kW eólicos y 3.550 kWh de BESS. Para Williams, la solución propuesta corresponde a 775 kWp fotovoltaicos, 525 kW eólicos y 3.400 kWh de BESS. Ambas configuraciones mantienen energía no suministrada igual a cero y cero horas con déficit bajo el escenario conservador moderado.

Desde el punto de vista económico, las soluciones autónomas robustas requieren inversiones considerablemente superiores a las alternativas híbridas. Para James, el CAPEX estimado asciende a 1.743,62 millones de CLP, equivalente a 4,58 veces la inversión de la alternativa híbri-

da comparable. Para Williams, el CAPEX alcanza 1.650,27 millones de CLP, equivalente a 5,85 veces la inversión híbrida. Frente a un escenario base completamente diésel, los paybacks simples estimados son de 9,23 años para James y 9,39 años para Williams. Sin embargo, al comparar la autonomía robusta de forma incremental respecto de la solución híbrida, los periodos de recuperación aumentan a 21,11 años y 20,27 años, respectivamente.

Los resultados demuestran que es técnicamente posible sustituir la generación diésel por alternativas renovables autónomas en los centros estudiados bajo las condiciones modeladas. No obstante, esta sustitución exige un aumento importante de inversión, mayor capacidad instalada y altos excedentes renovables. En consecuencia, la alternativa híbrida representa una opción económicamente más atractiva para reducir el consumo de diésel, mientras que la alternativa autónoma robusta constituye la opción más coherente cuando el objetivo prioritario es eliminar la dependencia operacional de combustibles fósiles y avanzar hacia una operación energéticamente más sustentable.

Finalmente, se concluye que la incorporación de energías renovables en centros salmoneros *off-grid* de Aysén es factible y puede contribuir de manera significativa a la reducción de emisiones operacionales. Sin embargo, la decisión entre una solución híbrida y una solución autónoma debe considerar no solo el retorno económico directo, sino también el valor estratégico de la independencia energética, la reducción de combustibles fósiles y los compromisos de sustentabilidad de la industria.

3. Abstract

Salmon farming centers located in isolated areas of the Aysén Region rely largely on diesel generation to meet their electricity needs. Although diesel is a conventional and operationally reliable solution for *off-grid* facilities, its continued use maintains dependence on fossil fuels and produces direct operational greenhouse gas emissions. In this context, this thesis evaluates the technical, economic, and operational environmental feasibility of incorporating renewable energy alternatives to reduce or replace diesel generation in salmon farming centers.

The study was applied to the James and Williams centers using hourly electricity demand profiles and 2025 climate data. The methodology included the estimation of hourly photovoltaic and wind generation, the simulation of battery energy storage systems (BESS), and the comparison between hybrid alternatives with residual diesel generation and autonomous renewable alternatives without operational diesel use. The alternatives were evaluated using indicators such as energy not supplied, hours with supply deficit, renewable coverage, residual diesel consumption, avoided operational emissions, CAPEX, and simple payback period.

First, hybrid configurations were assessed as a reference for partial diesel substitution. For James, the selected hybrid alternative consisted of 100 kWp of photovoltaic capacity, 300 kW of wind capacity, and 100 kWh of BESS, with an estimated CAPEX of CLP 381.07 million and a simple payback of 3.06 years. For Williams, the selected hybrid alternative consisted of 100 kWp of photovoltaic capacity, 200 kW of wind capacity, and 100 kWh of BESS, with an estimated CAPEX of CLP 282.05 million and a simple payback of 2.61 years. These results show that hybrid solutions can significantly reduce diesel consumption with relatively lower investment requirements.

However, when diesel backup was removed from these configurations, both alternatives

presented energy not supplied. James showed approximately 193,206 kWh/year of energy not supplied over 4,073 hours, while Williams showed approximately 202,017 kWh/year over 4,552 hours. Therefore, the hybrid alternatives were suitable for reducing diesel consumption but not for fully replacing operational diesel generation.

Autonomous renewable configurations were then dimensioned using photovoltaic generation, wind generation, and BESS. Minimum autonomous configurations capable of supplying the 2025 base scenario without diesel were found for both centers. Nevertheless, sensitivity analysis showed that these minimum solutions were not sufficiently robust under moderate changes in demand, renewable generation, or effective BESS capacity.

For this reason, a robust redesign was carried out under a moderate conservative scenario, defined by a 5 % increase in demand, a 5 % reduction in renewable generation, and a 10 % reduction in effective BESS capacity. Under this criterion, the proposed robust autonomous solution for James consists of 800 kWp of photovoltaic capacity, 575 kW of wind capacity, and 3,550 kWh of BESS. For Williams, the proposed solution consists of 775 kWp of photovoltaic capacity, 525 kW of wind capacity, and 3,400 kWh of BESS. Both configurations achieved zero energy not supplied and zero deficit hours under the moderate conservative scenario.

From an economic perspective, the robust autonomous solutions require substantially higher investment than the hybrid alternatives. The estimated CAPEX reaches CLP 1,743.62 million for James and CLP 1,650.27 million for Williams. Compared with a fully diesel-based scenario, the simple payback periods are 9.23 years and 9.39 years, respectively. However, when compared incrementally against the hybrid alternatives, the payback periods increase to 21.11 years for James and 20.27 years for Williams.

The results show that replacing diesel generation with autonomous renewable systems is

technically feasible for the studied centers under the modeled conditions. However, full diesel substitution requires higher installed capacity, larger storage systems, greater investment, and significant renewable energy surplus. Thus, hybrid systems are more attractive when the priority is lower investment and faster economic return, while robust autonomous renewable systems are more consistent with the objective of eliminating operational fossil fuel dependence and advancing toward more sustainable energy supply in *off-grid* salmon farming centers.

Keywords: salmon farming, renewable energy, *off-grid* systems, photovoltaic generation, wind generation, BESS, diesel substitution, Aysén.

4. Introducción

La transición energética en el mundo, y en particular en la salmonicultura, ha emergido como un eje estratégico para reducir costos operacionales, fortalecer la resiliencia productiva y avanzar hacia metas de sustentabilidad sectorial. Este proceso ocurre en un contexto donde la dependencia histórica del diésel —especialmente en centros de cultivo ubicados en zonas remotas y de difícil acceso— genera desafíos significativos: altos costos logísticos, volatilidad en los precios del combustible, emisiones de gases de efecto invernadero y riesgos ambientales asociados a transporte y almacenamiento. Frente a este panorama, la incorporación de energías renovables surge como una alternativa relevante para enfrentar estos desafíos, en un contexto de creciente presión por mejorar la sostenibilidad y eficiencia de la industria. (Vo et al., 2021; Scroggins et al., 2022).

4.1. Contexto tecnológico global

En la literatura reciente, se reconoce que las energías renovables han adquirido creciente relevancia para actividades acuícolas y marítimas, especialmente en contextos donde el abastecimiento energético depende de combustibles fósiles. Estudios recientes han analizado el potencial de la energía solar, la energía eólica y soluciones híbridas para reducir el consumo de diésel y avanzar hacia operaciones más sustentables en pesca y acuicultura (Vo et al., 2021; Scroggins et al., 2022; Garavelli et al., 2022).

4.2. Desafíos en salmonicultura chilena

En el caso chileno, la creciente demanda pública y regulatoria por fortalecer la legitimidad ambiental y social de la salmonicultura crea condiciones favorables para evaluar proyectos energéticos innovadores. Los antecedentes institucionales del sector acuícola y los reportes de

sustentabilidad de la industria muestran una preocupación creciente por mejorar el desempeño ambiental, fortalecer la transparencia sectorial y avanzar hacia prácticas productivas más sustentables (Subsecretaría de Pesca y Acuicultura, 2025; SalmonChile, 2024).

Esta investigación evalúa la factibilidad técnica, económica y ambiental de distintas soluciones renovables para centros de cultivo salmonero de Australis Seafoods, mediante caracterización de demanda energética real, análisis ambiental de zonas de expansión, modelación computacional en Python y análisis multicriterio, para proponer la alternativa más conveniente que mejore la eficiencia, reduzca la dependencia del diésel y apoye una operación sostenible. En particular, se evaluarán configuraciones energéticas basadas en sistemas fotovoltaicos (FV), almacenamiento en baterías (BESS) y generación diésel de respaldo, así como combinaciones híbridas que integren recursos solares y eólicos. Estas alternativas representan soluciones con distinto nivel de madurez tecnológica y aplicabilidad en centros de cultivo salmonero, permitiendo comparar su desempeño bajo condiciones reales de operación.

5. Problema de Investigación

Los centros de cultivo salmonero ubicados en zonas aisladas de la Región de Aysén requieren suministro eléctrico continuo para desarrollar sus operaciones productivas. Debido a la ausencia de conexión a una red eléctrica convencional, la generación diésel ha constituido una solución práctica y ampliamente utilizada para asegurar el abastecimiento energético de estas instalaciones.

Sin embargo, que el diésel sea una solución operativamente disponible no implica que constituya la alternativa más sustentable para el desarrollo futuro de la industria. Su utilización mantiene la dependencia de combustibles fósiles y genera emisiones directas de gases de efecto invernadero asociadas a la operación energética de los centros de cultivo. En un contexto en que la salmonicultura enfrenta el desafío de avanzar hacia procesos productivos ambientalmente más responsables, resulta necesario estudiar alternativas que permitan reducir o reemplazar esta fuente de generación.

Las energías renovables ofrecen una oportunidad para avanzar hacia una operación con menor impacto ambiental y menor dependencia de combustibles fósiles. No obstante, su incorporación en sistemas aislados presenta una complejidad técnica mayor que la generación diésel convencional, debido a la variabilidad horaria del recurso solar y eólico y a la necesidad de asegurar suministro continuo aun cuando la generación renovable disponible sea insuficiente. Por esta razón, la transición hacia fuentes renovables no puede justificarse únicamente desde su disponibilidad, sino que requiere evaluar su capacidad real de abastecer la demanda mediante configuraciones tecnológicas adecuadas.

En este contexto, el problema de investigación de esta memoria consiste en determinar si es factible avanzar desde un suministro eléctrico basado en generación diésel hacia una alternativa

energética renovable más sustentable para centros de cultivo salmonero off-grid en la Región de Aysén, considerando simultáneamente su desempeño técnico y económico.

Para abordar este problema, se analizan los centros de cultivo James y Williams de la empresa Australis Seafood, mediante perfiles horarios de demanda y datos climáticos correspondientes al año 2025. A partir de estos antecedentes, se evalúan configuraciones renovables y de almacenamiento capaces de reducir o sustituir la utilización de diésel, y se comparan con alternativas híbridas de menor inversión que conservan generación fósil residual.

¿Es técnica y económicamente factible reemplazar la generación diésel por una alternativa basada en energías renovables para abastecer la demanda eléctrica de centros de cultivo salmonero off-grid en Aysén, manteniendo continuidad operacional bajo las condiciones evaluadas?

6. Objetivos

6.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental operacional de alternativas de abastecimiento eléctrico basadas en generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento en baterías para centros de cultivo salmonero off-grid en la Región de Aysén, comparando configuraciones con distintos niveles de sustitución de la generación diésel y proponiendo la alternativa más conveniente según el objetivo prioritario del proyecto.

6.2. Objetivos Específicos

1. Caracterizar las condiciones energéticas de los centros de cultivo seleccionados y la disponibilidad de recursos renovables en la zona de estudio, a partir de información de demanda eléctrica y variables climáticas relevantes.
2. Desarrollar un modelo de simulación energética que permita evaluar alternativas de abastecimiento con diferentes niveles de incorporación de energías renovables y almacenamiento, considerando la variabilidad horaria de la demanda y de la generación disponible.
3. Determinar el potencial de reducción o sustitución de la generación diésel mediante alternativas renovables, evaluando su capacidad de abastecer la demanda eléctrica y mantener continuidad operacional bajo las condiciones modeladas.
4. Evaluar la conveniencia económica de las alternativas analizadas mediante estimaciones de inversión inicial, ahorro asociado al reemplazo de combustible y periodo simple de recuperación, comparando soluciones de sustitución parcial y total de la generación diésel.

5. Proponer una alternativa de abastecimiento energético renovable para los centros estudiados y evaluar su robustez frente a variaciones relevantes en la demanda, la disponibilidad del recurso renovable y el desempeño del almacenamiento.

La Figura 1 resume la formulación general de la memoria. El estudio integra información de demanda eléctrica, recurso renovable, tecnologías disponibles y parámetros económicos para alimentar un modelo de simulación horaria. A partir de este modelo se obtienen indicadores técnicos, económicos y ambientales operacionales que permiten comparar alternativas híbridas y autónomas de abastecimiento energético.

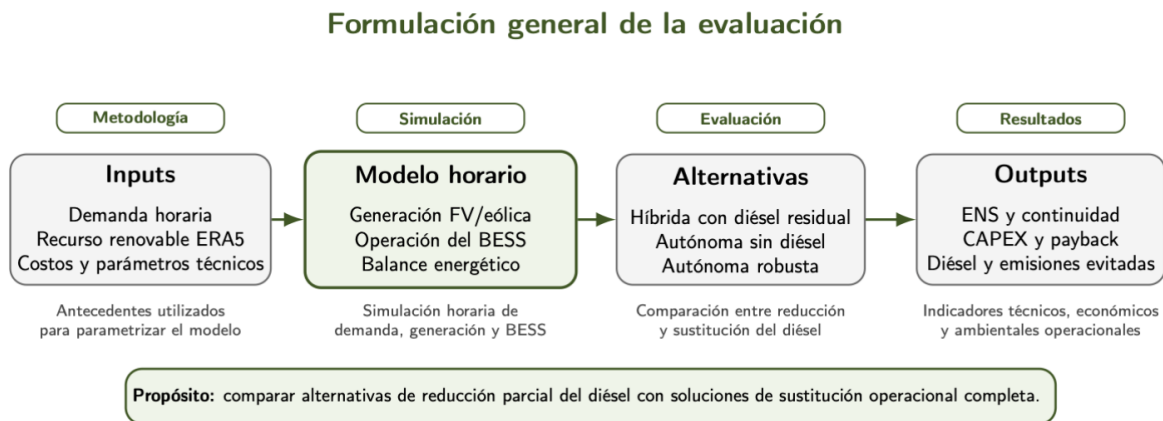


Figura 1: Esquema general de la evaluación desarrollada en la memoria.

En este esquema, los inputs corresponden a los antecedentes utilizados para construir y parametrizar el modelo, los cuales se detallan en la metodología. Los outputs corresponden a los indicadores utilizados para evaluar las alternativas, los cuales se presentan y analizan en el capítulo de resultados.

7. Alcance de la Investigación

La presente memoria evalúa alternativas de abastecimiento energético basadas en energías renovables para dos centros de cultivo salmonero *off-grid* ubicados en la Región de Aysén, denominados James y Williams, con el propósito de analizar su potencial para reducir o sustituir la generación diésel utilizada en su operación.

El estudio considera perfiles horarios de demanda eléctrica y de disponibilidad de recursos renovables correspondientes al año 2025. Se evalúan configuraciones basadas en generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento en baterías, comparando su desempeño técnico, económico y ambiental operacional.

El análisis económico se desarrolla mediante costos de inversión de referencia, ahorro asociado a la reducción del consumo de diésel y periodo simple de recuperación de la inversión. La dimensión ambiental se limita a la reducción operacional de combustible fósil y de emisiones asociadas.

La investigación no incluye ingeniería de detalle, cotizaciones específicas de implementación, evaluación ambiental integral, permisos, diseño estructural o logístico de instalación, ni proyecciones climáticas de largo plazo. En consecuencia, los resultados representan una evaluación de factibilidad para las condiciones horarias y supuestos modelados durante el año 2025.

8. Marco teórico

El presente capítulo reúne los conceptos que sustentan la evaluación de alternativas de abastecimiento energético renovable para centros de cultivo salmonero ubicados en zonas aisladas. El análisis se sitúa en el contexto de la transición hacia procesos productivos más sustentables, considerando que el suministro eléctrico constituye una condición esencial para la operación de los centros y que la generación diésel, aun cuando representa una solución convencional y funcional, mantiene la dependencia de combustibles fósiles y sus emisiones asociadas.

En este marco, se revisan los fundamentos asociados al abastecimiento energético en instalaciones off-grid, la incorporación de recursos renovables variables, el rol del almacenamiento en baterías y los indicadores que permiten evaluar continuidad operacional y conveniencia económica. Estos elementos proporcionan la base conceptual para comparar alternativas con distintos niveles de sustitución de generación diésel y para fundamentar la selección de una solución energética más sustentable.

8.1. Sustentabilidad energética en la salmonicultura

La salmonicultura constituye una actividad productiva intensiva en requerimientos operacionales y energéticos, particularmente en centros de cultivo alejados de los sistemas eléctricos interconectados. En estas instalaciones, la disponibilidad continua de energía permite sostener actividades de alimentación, monitoreo, comunicaciones, iluminación y otros servicios necesarios para la operación del centro.

En centros ubicados en zonas aisladas, el abastecimiento eléctrico ha sido tradicionalmente resuelto mediante generadores diésel. Esta alternativa presenta ventajas operativas asociadas a su disponibilidad tecnológica, facilidad de control y capacidad de entregar generación despachable

cuando la demanda lo requiere. Sin embargo, su utilización implica mantener una matriz energética dependiente de combustibles fósiles, con emisiones directas de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de combustible.

En un contexto de transición energética y creciente exigencia por mejorar el desempeño ambiental de las actividades productivas, la incorporación de energías renovables en acuicultura representa una oportunidad para disminuir la intensidad fósil de la operación. La literatura ha identificado aplicaciones de energía solar y otras fuentes renovables en actividades acuícolas y pesqueras, destacando su potencial para reducir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones asociadas. En particular, estas tecnologías resultan relevantes en operaciones aisladas o con alta dependencia de generación local, donde el abastecimiento energético representa un componente crítico de la operación (Vo et al., 2021; Scroggins et al., 2022).

No obstante, avanzar hacia un abastecimiento renovable en centros aislados requiere enfrentar una dificultad técnica relevante: a diferencia del generador diésel, las fuentes solar y eólica dependen de la disponibilidad variable del recurso natural. Por esta razón, una alternativa energéticamente más sustentable no puede evaluarse únicamente a partir de la cantidad anual de energía renovable disponible, sino que debe analizarse su capacidad de abastecer la demanda en cada periodo de operación y de mantener continuidad de suministro cuando la generación instantánea disminuye.

De esta manera, la sustentabilidad energética en centros de cultivo off-grid no se limita a incorporar generación renovable, sino que exige identificar configuraciones capaces de reducir o sustituir la generación fósil sin comprometer los requerimientos operacionales del sistema.

8.2. Abastecimiento energético en centros de cultivo off-grid

Un centro de cultivo off-grid corresponde, para efectos de esta investigación, a una instalación productiva que opera sin conexión a una red eléctrica convencional y que debe disponer localmente de los medios necesarios para abastecer su consumo eléctrico. Esta condición convierte al sistema energético en un componente crítico de la operación, debido a que cualquier déficit de suministro puede afectar la continuidad de los procesos asociados al cultivo.

En un sistema aislado, el abastecimiento basado en diésel permite responder a la demanda de forma controlable y continua mientras exista disponibilidad de combustible y el equipo se encuentre operativo. Por ello, su utilización constituye una referencia relevante para evaluar alternativas energéticas: no porque represente la solución deseable desde el punto de vista de sustentabilidad, sino porque corresponde al esquema convencional frente al cual se pueden cuantificar reducciones de combustible, emisiones y costos operacionales.

La sustitución de generación diésel mediante energías renovables puede desarrollarse en distintos grados. Una configuración híbrida mantiene parte de la generación diésel como respaldo, incorporando fuentes renovables y eventualmente almacenamiento para disminuir el consumo de combustible. En cambio, una configuración autónoma renovable busca abastecer la totalidad de la demanda sin utilización operacional de diésel, lo que requiere dimensionar adecuadamente tanto la generación como la capacidad de almacenamiento.

La principal diferencia entre ambos enfoques corresponde al criterio de continuidad de suministro. En una arquitectura híbrida, los déficits remanentes de energía renovable pueden ser cubiertos mediante el generador diésel. En una arquitectura autónoma, todo déficit que no pueda ser cubierto por la generación disponible o por el almacenamiento se traduce en energía no sumi-

nistrada. En consecuencia, la evaluación de alternativas autónomas exige una modelación temporal suficientemente detallada para comprobar que el suministro se mantiene durante los periodos de baja disponibilidad renovable.

Bajo esta perspectiva, la comparación entre configuraciones híbridas y autónomas permite analizar el compromiso existente entre sustentabilidad, continuidad operacional e inversión requerida. Mientras una alternativa híbrida puede reducir de manera significativa el consumo de combustible con menores requerimientos de inversión, una alternativa autónoma puede eliminar su utilización operacional, aunque potencialmente a costa de mayores capacidades instaladas y mayores excedentes energéticos.

8.3. Energías renovables aplicables a sistemas aislados

Las energías renovables variables, tales como la solar fotovoltaica y la eólica, constituyen alternativas relevantes para reducir la dependencia de combustibles fósiles en sistemas aislados. Su principal ventaja es que aprovechan recursos naturales disponibles localmente y no requieren consumo directo de combustible durante la operación. Sin embargo, su generación depende de condiciones climáticas y presenta variabilidad horaria, diaria y estacional.

En sistemas conectados a red, esta variabilidad puede compensarse parcialmente mediante intercambio con el sistema eléctrico. En centros off-grid, en cambio, la variabilidad debe ser gestionada dentro del propio sistema local, ya sea mediante sobredimensionamiento de generación, almacenamiento energético o respaldo convencional. Por esta razón, la evaluación de renovables en instalaciones aisladas requiere trabajar con resolución temporal horaria y no solo con promedios anuales.

8.3.1. Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica convierte la radiación solar en electricidad mediante módulos solares. Su producción depende principalmente de la radiación disponible, la potencia instalada, las condiciones ambientales y el rendimiento del sistema. En términos generales, la energía producida por un sistema fotovoltaico durante una hora puede representarse como:

$$E_{FV,t} = P_{FV} \cdot g_{FV,t} \quad (1)$$

donde $E_{FV,t}$ corresponde a la energía fotovoltaica generada en la hora t , P_{FV} es la potencia fotovoltaica instalada y $g_{FV,t}$ representa la generación horaria por unidad de potencia instalada.

La energía solar presenta un patrón diario marcado, concentrando generación durante las horas con radiación disponible. En consecuencia, por sí sola puede no coincidir con la demanda eléctrica de un centro de cultivo durante periodos nocturnos o de baja radiación. Esta característica hace necesario evaluar su complementariedad con otras fuentes renovables y con sistemas de almacenamiento.

8.3.2. Generación eólica

La generación eólica aprovecha la energía cinética del viento para producir electricidad. Su producción depende de la velocidad del viento, la curva de potencia del aerogenerador y la potencia instalada. Para efectos de modelación energética, la generación horaria puede representarse mediante un perfil unitario asociado al recurso disponible:

$$E_{EOL,t} = P_{EOL} \cdot g_{EOL,t} \quad (2)$$

donde $E_{EOL,t}$ corresponde a la energía eólica generada en la hora t , P_{EOL} es la potencia eólica instalada y $g_{EOL,t}$ representa la generación horaria por unidad de potencia instalada.

A diferencia de la generación fotovoltaica, la generación eólica puede ocurrir durante el día y la noche, dependiendo del comportamiento del viento. Esta característica permite que ambos recursos puedan complementarse temporalmente. No obstante, la generación eólica también es variable y puede presentar periodos de baja producción, por lo que su aporte debe evaluarse de forma horaria y en conjunto con la demanda.

8.4. Sistemas de almacenamiento de energía en baterías

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, o BESS por sus siglas en inglés (Battery Energy Storage System), permiten almacenar excedentes de generación renovable para utilizarlos en periodos en que la generación instantánea no alcanza a cubrir la demanda. En sistemas aislados, el almacenamiento cumple un rol central para aumentar la penetración renovable y para reducir la dependencia de generación fósil.

El comportamiento de una batería se representa mediante su estado de carga o State of Charge (SOC), el cual indica la energía almacenada en un instante determinado. En la operación del sistema, el BESS se carga cuando existe excedente renovable y se descarga cuando la demanda supera la generación disponible.

La actualización horaria simplificada del estado de carga puede expresarse como:

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \eta_c \cdot E_{carga,t} - \frac{E_{descarga,t}}{\eta_d} \quad (3)$$

donde SOC_t es el estado de carga en la hora t , $E_{carga,t}$ es la energía ingresada al BESS,

$E_{descarga,t}$ es la energía útil descargada para abastecer demanda, η_c es la eficiencia de carga y η_d es la eficiencia de descarga.

El estado de carga debe mantenerse dentro de límites operacionales definidos:

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (4)$$

Estos límites permiten representar restricciones técnicas de operación y evitar el uso completo de la capacidad nominal de la batería. En la práctica, no toda la capacidad instalada se considera utilizable, ya que se reserva un margen mínimo de operación.

En sistemas autónomos, el dimensionamiento del BESS es especialmente relevante, ya que una capacidad insuficiente puede provocar energía no suministrada durante periodos prolongados de baja generación renovable. Por otra parte, una capacidad excesiva aumenta considerablemente la inversión inicial. Por lo tanto, el almacenamiento debe evaluarse en conjunto con la capacidad renovable instalada y con la variabilidad horaria de la demanda.

8.5. Evaluación del desempeño energético

La evaluación del desempeño energético permite determinar si una configuración tecnológica es capaz de abastecer la demanda del sistema y en qué medida reduce el uso de generación diésel. En esta investigación, los indicadores técnicos se orientan principalmente a medir continuidad operacional, sustitución de combustible fósil y aprovechamiento de generación renovable.

8.5.1. Balance horario de energía

El balance horario de energía permite comparar la demanda eléctrica con la generación renovable disponible y la energía entregada por el almacenamiento. Para una arquitectura autónoma sin generación diésel, el balance puede representarse como:

$$D_t = E_{ren,t}^{directa} + E_{BESS,t}^{descarga} + ENS_t \quad (5)$$

donde D_t es la demanda eléctrica en la hora t , $E_{ren,t}^{directa}$ es la energía renovable utilizada directamente, $E_{BESS,t}^{descarga}$ es la energía suministrada desde el almacenamiento y ENS_t corresponde a la energía no suministrada.

En una arquitectura híbrida, el déficit remanente puede ser cubierto por generación diésel:

$$D_t = E_{ren,t}^{directa} + E_{BESS,t}^{descarga} + E_{diesel,t} \quad (6)$$

donde $E_{diesel,t}$ representa la energía entregada por el generador diésel en la hora t . Esta diferencia permite distinguir entre una solución que reduce el consumo de combustible y una solución que elimina su utilización operacional.

8.5.2. Energía no suministrada

La energía no suministrada (ENS) corresponde a la demanda que no puede ser cubierta por la generación disponible ni por el almacenamiento. En sistemas autónomos, este indicador es fundamental para evaluar continuidad de suministro. La ENS anual se calcula como:

$$ENS_{anual} = \sum_{t=1}^{8760} ENS_t \quad (7)$$

Una configuración autónoma se considera técnicamente capaz de abastecer la demanda modelada si cumple simultáneamente:

$$ENS_{anual} = 0 \quad (8)$$

y

$$H_{ENS} = 0 \quad (9)$$

donde H_{ENS} corresponde al número de horas del año en que existe déficit de suministro.

8.5.3. Cobertura renovable y sustitución de diésel

La cobertura renovable representa la proporción de la demanda que es abastecida mediante generación renovable, ya sea de forma directa o a través del almacenamiento. En términos generales, puede expresarse como:

$$Cobertura_{ren} = \frac{E_{ren,utilizada}}{D_{anual}} \cdot 100 \quad (10)$$

donde $E_{ren,utilizada}$ corresponde a la energía renovable efectivamente aprovechada y D_{anual} es la demanda eléctrica anual.

En sistemas híbridos, la reducción del uso de diésel puede medirse comparando el consumo de combustible o la energía generada mediante diésel en la alternativa evaluada respecto de un

escenario base completamente dependiente de generación fósil. En sistemas autónomos, la sustitución operacional del diésel se alcanza cuando la energía diésel requerida durante la simulación es igual a cero.

8.5.4. Excedentes renovables

El sobredimensionamiento de generación renovable puede ser necesario para garantizar continuidad en sistemas autónomos. Sin embargo, también puede generar excedentes de energía que no son utilizados por la demanda ni almacenados en el BESS. Estos excedentes representan energía renovable disponible que se pierde por falta de capacidad de aprovechamiento.

El porcentaje de excedente puede calcularse como:

$$Excedente \% = \frac{E_{excedente}}{E_{ren, generada}} \cdot 100 \quad (11)$$

donde $E_{excedente}$ corresponde a la energía renovable no aprovechada y $E_{ren, generada}$ a la generación renovable total. Este indicador permite evaluar la eficiencia de utilización de la capacidad instalada.

8.6. Emisiones operacionales asociadas al diésel

La sustitución de generación diésel tiene un efecto ambiental directo en la reducción de emisiones operacionales. En esta investigación, la dimensión ambiental se aborda desde la disminución del consumo de combustible fósil durante la operación energética del centro.

Las emisiones asociadas al consumo de diésel pueden estimarse mediante:

$$Emisiones = L_{diesel} \cdot FE_{diesel} \quad (12)$$

donde L_{diesel} corresponde a los litros de diésel consumidos y FE_{diesel} es el factor de emisión del combustible. La reducción de emisiones se calcula comparando las emisiones del escenario evaluado con las del escenario base.

Este enfoque permite cuantificar beneficios ambientales operacionales asociados a la disminución o eliminación del consumo de combustible. Sin embargo, no constituye una evaluación ambiental integral, ya que no incorpora impactos de fabricación, transporte, instalación, disposición final de equipos ni efectos ambientales locales.

8.7. Evaluación económica de alternativas energéticas

La evaluación económica permite comparar alternativas tecnológicas considerando la inversión requerida y los beneficios económicos derivados de reducir o eliminar el consumo de combustible. En esta memoria, el análisis se concentra en costos de inversión de referencia, ahorro anual de diésel y periodo simple de recuperación.

8.7.1. Costos de inversión

El costo de inversión o CAPEX representa la inversión inicial asociada a la capacidad instalada de cada tecnología. Para una configuración compuesta por generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento BESS, el CAPEX total puede expresarse como:

$$CAPEX_{total} = P_{FV} \cdot C_{FV} + P_{EOL} \cdot C_{EOL} + BESS_{kWh} \cdot C_{BESS} \quad (13)$$

donde P_{FV} es la potencia fotovoltaica instalada, P_{EOL} es la potencia eólica instalada, $BESS_{kWh}$ es la capacidad nominal del almacenamiento, y C_{FV} , C_{EOL} y C_{BESS} corresponden a los costos unitarios de inversión de cada tecnología.

8.7.2. Ahorro de combustible

El ahorro económico anual asociado a la reducción de diésel puede calcularse como:

$$Ahorro_{diesel} = L_{evitados} \cdot Precio_{diesel} \quad (14)$$

donde $L_{evitados}$ corresponde a los litros de diésel evitados en el año y $Precio_{diesel}$ es el precio unitario del combustible.

En una alternativa autónoma, el ahorro potencial frente a un escenario completamente diésel corresponde al costo de combustible que habría sido necesario para abastecer la demanda mediante generación fósil. En cambio, al comparar una alternativa autónoma con una alternativa híbrida, el beneficio incremental corresponde solo al costo residual de diésel que la solución autónoma logra eliminar.

8.7.3. Periodo simple de recuperación

El periodo simple de recuperación o payback permite estimar el tiempo requerido para recuperar la inversión inicial mediante los ahorros anuales generados. Se calcula como:

$$Payback = \frac{CAPEX}{Ahorro_{anual}} \quad (15)$$

Este indicador es útil para comparar alternativas de forma preliminar, aunque no considera

tasa de descuento, costos de mantenimiento, degradación, reposición de equipos ni flujos financieros detallados. Por esta razón, debe interpretarse como una aproximación inicial de conveniencia económica y no como una evaluación financiera completa.

En el contexto de esta investigación, el payback se utiliza para comparar dos perspectivas: la conveniencia de una alternativa renovable frente a un escenario base dependiente de diésel, y el costo incremental de avanzar desde una solución híbrida hacia una solución autónoma sin utilización operacional de combustible fósil.

8.8. Sensibilidad y robustez de soluciones energéticas autónomas

Las soluciones energéticas basadas en fuentes renovables variables están sujetas a incertidumbres asociadas a la demanda eléctrica, disponibilidad del recurso renovable y desempeño de los equipos. En sistemas autónomos, estas incertidumbres son especialmente relevantes, debido a que no existe una fuente fósil de respaldo que cubra los déficits remanentes.

El análisis de sensibilidad consiste en modificar parámetros relevantes del modelo para evaluar cómo cambia el desempeño de una alternativa. En el caso de sistemas renovables autónomos, resulta pertinente analizar escenarios como aumento de demanda, reducción de generación renovable disponible y disminución de la capacidad efectiva del BESS.

Una alternativa se considera más robusta si mantiene continuidad de suministro bajo condiciones más exigentes que el escenario base. En esta memoria, la robustez se evalúa mediante escenarios de sensibilidad que permiten verificar si la configuración propuesta mantiene energía no suministrada igual a cero y cero horas de déficit ante variaciones moderadas de las condiciones modeladas.

El análisis de sensibilidad no reemplaza una evaluación probabilística de riesgo, ya que no asigna probabilidades de ocurrencia a cada escenario. Su propósito es cuantificar la respuesta técnica de la solución frente a cambios relevantes y entregar un criterio adicional para el dimensionamiento final.

8.9. Brecha de investigación y aporte de la memoria

La literatura existente reconoce el potencial de las energías renovables para reducir el uso de combustibles fósiles en acuicultura y sistemas aislados. Sin embargo, parte importante de los estudios disponibles trabaja con perfiles de demanda genéricos, análisis de energía anual o configuraciones híbridas que mantienen generación fósil como respaldo permanente.

El antecedente metodológico más cercano al problema evaluado corresponde al estudio de Syse (2016), quien investigó soluciones energéticas off-grid para la industria salmonera noruega utilizando el software HOMER. Sus resultados muestran que un sistema híbrido con 14 kW eólicos, 35 kW fotovoltaicos y 146 kWh de baterías permite cubrir el 34 % de la demanda eléctrica mediante renovables, con una reducción del 47 % en emisiones de CO₂ respecto del escenario base diésel. Si bien este estudio constituye un antecedente directo para el tipo de problema evaluado, presenta diferencias metodológicas relevantes respecto de la presente memoria: utiliza perfiles de demanda sintéticos contruidos a partir de datos incompletos, no evalúa configuraciones autónomas sin diésel, y no desarrolla un análisis de robustez frente a variaciones de demanda, recurso renovable o capacidad de almacenamiento.

En un contexto más amplio, se identifican la energía solar fotovoltaica y el viento como las alternativas renovables más adecuadas para alimentar instalaciones acuícolas offshore aisladas,

destacando la necesidad de entender los requerimientos energéticos específicos de cada operación para diseñar sistemas apropiados. Vo et al. (2021) confirma el potencial de las renovables para reducir la dependencia de combustibles fósiles en acuicultura, aunque sus análisis se centran en el potencial global y no en el dimensionamiento horario de configuraciones autónomas para centros específicos.

Para centros de cultivo salmonero off-grid, la continuidad operacional exige evaluar no solo la cantidad anual de energía disponible, sino también la coincidencia horaria entre demanda, generación renovable y capacidad de almacenamiento. Una alternativa puede producir más energía que la demanda anual y, aun así, presentar déficits si los excedentes no pueden almacenarse o utilizarse en los momentos requeridos.

La presente memoria aporta mediante el desarrollo de una modelación horaria aplicada a centros de cultivo con demanda real, integrando perfiles horarios de consumo, recurso solar, recurso eólico y almacenamiento BESS. A diferencia de los estudios previos identificados, se evalúan explícitamente configuraciones autónomas sin uso operacional de diésel, se comparan con alternativas híbridas de menor inversión, y se analiza la robustez de la solución autónoma frente a variaciones simultáneas de demanda, recurso renovable y capacidad efectiva del almacenamiento. De esta forma, el estudio contribuye a la discusión sobre transición energética en salmonicultura, entregando una evaluación técnica y económica con un nivel de detalle que no ha sido reportado en los estudios previos identificados para este tipo de instalaciones en la Región de Aysén.

9. Metodología

9.1. Enfoque general

La presente investigación se desarrolla mediante un enfoque cuantitativo de modelación y simulación energética horaria. El objetivo metodológico es evaluar alternativas de abastecimiento eléctrico basadas en energías renovables para centros de cultivo salmonero off-grid, comparando su capacidad para reducir o sustituir la generación diésel actualmente utilizada en este tipo de instalaciones.

El procedimiento considera dos etapas principales. En primer lugar, se caracteriza la demanda eléctrica de los centros estudiados y se estima la generación renovable disponible a partir de datos climáticos horarios. En segundo lugar, se simulan distintas configuraciones tecnológicas, evaluando inicialmente alternativas con generación diésel residual como referencia comparativa y posteriormente alternativas autónomas orientadas a eliminar el uso operacional de combustible fósil.

El análisis se aplica a los centros James y Williams, ubicados en la Región de Aysén, considerando un horizonte horario correspondiente al año 2025. La resolución horaria permite evaluar la coincidencia temporal entre demanda, generación renovable y capacidad de almacenamiento, aspecto fundamental en sistemas aislados donde la continuidad operacional no puede analizarse únicamente mediante balances anuales de energía.

9.2. Fuentes de información

La investigación utiliza información de demanda eléctrica de los centros de cultivo seleccionados, datos climáticos horarios y referencias económicas para las tecnologías evaluadas.

La demanda eléctrica se construye a partir de información operacional disponible para los centros James y Williams. Estos datos son procesados y corregidos para obtener perfiles horarios representativos de consumo, los cuales permiten estimar la demanda anual, mensual y horaria de cada centro.

Las variables climáticas utilizadas para estimar el recurso renovable corresponden al año 2025 e incluyen radiación solar, velocidad de viento y temperatura del aire. A partir de estas variables se estiman perfiles horarios de generación fotovoltaica y eólica, los cuales posteriormente son escalados según la potencia instalada evaluada en cada alternativa.

Para la evaluación económica se emplean costos unitarios de inversión de referencia para sistemas fotovoltaicos, generación eólica y almacenamiento BESS. Estos valores se expresan en pesos chilenos utilizando un tipo de cambio representativo, con el fin de comparar todas las alternativas en una misma moneda. Además, se utiliza información de precios de diésel para estimar el costo de operación del escenario base y los ahorros asociados a la reducción de combustible.

Los datos climáticos se obtuvieron del reanálisis ERA5 del Centro Europeo de Predicción Meteorológica a Medio Plazo (ECMWF), en formato NetCDF, con resolución horaria. Se descargaron series para los años 2022 a 2025, organizadas por semestre, incluyendo radiación solar superficial acumulada (ssrd), componentes zonales y meridianos del viento a 10 metros (u_{10} , v_{10}) y temperatura del aire a 2 metros (t_{2m}). A partir de estas variables se derivaron la velocidad del viento, la temperatura en grados Celsius y la radiación solar en kWh/m^2 , utilizados como insumos para la estimación horaria de generación fotovoltaica y eólica.

9.3. Caracterización de la demanda eléctrica

La demanda eléctrica se construyó a partir de archivos de medición proporcionados por Australis Seafoods para los centros James y Williams, con registros a resolución de 1 y 5 minutos para el período mayo–junio de 2025, equivalente a 744 horas de operación por centro. Dado que este período corresponde únicamente al invierno austral, no fue posible extrapolar directamente la demanda a todo el año sin introducir sesgos estacionales relevantes, especialmente en el componente de fotoperiodo, cuya demanda varía significativamente con la disponibilidad de luz natural. Para construir la serie anual de 8.760 horas, se desagregó la demanda en cuatro componentes —alimentación, fotoperiodo, habitabilidad y cargas operacionales menores— y se aplicaron factores de ajuste mensual independientes a cada componente. Los factores de fotoperiodo se fundamentaron en la razón entre horas de oscuridad de cada mes y las horas de oscuridad del período base, estimadas a partir de fuentes astronómicas (NOAA y Timeanddate) según la latitud de la Región de Aysén. Los factores de habitabilidad incorporan la mayor demanda de calefacción e iluminación en invierno. La composición de carga por región se diferenciò a partir de los informes Copec/Australis disponibles para el período medido y de antecedentes operacionales obtenidos mediante entrevistas con actores de la industria. La demanda resultante fue validada verificando que los totales y porcentajes por componente para mayo–junio fueran consistentes con los valores reportados en dichos informes (Williams: 51.498 kWh; James: 54.605 kWh).

La demanda horaria anual ajustada se expresa formalmente como:

$$D_{c,r,m,h}^{anual} = A_{c,h} \cdot f_{r,m}^{alim} + F_{c,h} \cdot f_{r,m}^{foto} + H_{c,h} \cdot f_m^{hab} + E_{c,h} \cdot f_m^{op} \quad (16)$$

donde $A_{c,h}$, $F_{c,h}$, $H_{c,h}$ y $E_{c,h}$ corresponden a la demanda base medida de alimentación,

fotoperiodo, habitabilidad y cargas operacionales menores, respectivamente, para el centro c en la hora h .

El factor de fotoperiodo se fundamenta en la razón entre horas de oscuridad del mes evaluado y las horas de oscuridad del período base (mayo–junio):

$$f_{r,m}^{foto} = \frac{24 - H_{r,m}^{luz}}{24 - H_{r,base}^{luz}} \quad (17)$$

donde $H_{r,m}^{luz}$ corresponde a las horas promedio de luz natural de la región r durante el mes m , y $H_{r,base}^{luz}$ corresponde a las horas promedio de luz natural durante el período base. En consecuencia, los meses con mayor disponibilidad de luz natural presentan un factor menor que 1, reduciendo la demanda estimada de fotoperiodo respecto del período base, mientras que los meses de menor luz presentan un factor mayor que 1.

Los factores de ajuste mensual utilizados se presentan en la Tabla [I](#).

Tabla 1: Factores de ajuste estacional por componente de demanda

Mes	$f_{Aysén}^{foto}$	f^{hab}	$f_{Aysén}^{alim}$	f^{op}
Enero	0,55	0,90	1,00	1,00
Febrero	0,60	0,90	1,00	1,00
Marzo	0,75	0,95	1,00	1,00
Abril	0,90	1,00	1,00	1,00
Mayo	1,00	1,05	1,00	1,00
Junio	1,10	1,10	1,00	1,00
Julio	1,15	1,10	1,00	1,00
Agosto	1,05	1,05	1,00	1,00
Septiembre	0,90	1,00	1,00	1,00
Octubre	0,75	0,95	1,00	1,00
Noviembre	0,60	0,90	1,00	1,00
Diciembre	0,55	0,90	1,00	1,00

Los factores de alimentación se mantienen constantes en 1,00 para los centros de Aysén, dado que no se dispone de evidencia suficiente para modelar variaciones estacionales en esta com-

ponente. El factor operacional general se mantiene igualmente constante. Estos supuestos pueden ajustarse en análisis futuros si se dispone de datos productivos estacionales.

9.4. Estimación de generación renovable

La generación renovable unitaria se estimó a partir de los datos ERA5 procesados para el año 2025. La grilla de reanálisis disponible comprende 45 puntos geográficos distribuidos entre las latitudes -45° y -44° y las longitudes -74° y -72° , cubriendo el área de ubicación de los centros estudiados.

la figura presenta la distribución asociada a las variables climáticas ERA5 utilizadas como insumo para la estimación del recurso renovable en la zona de estudio.

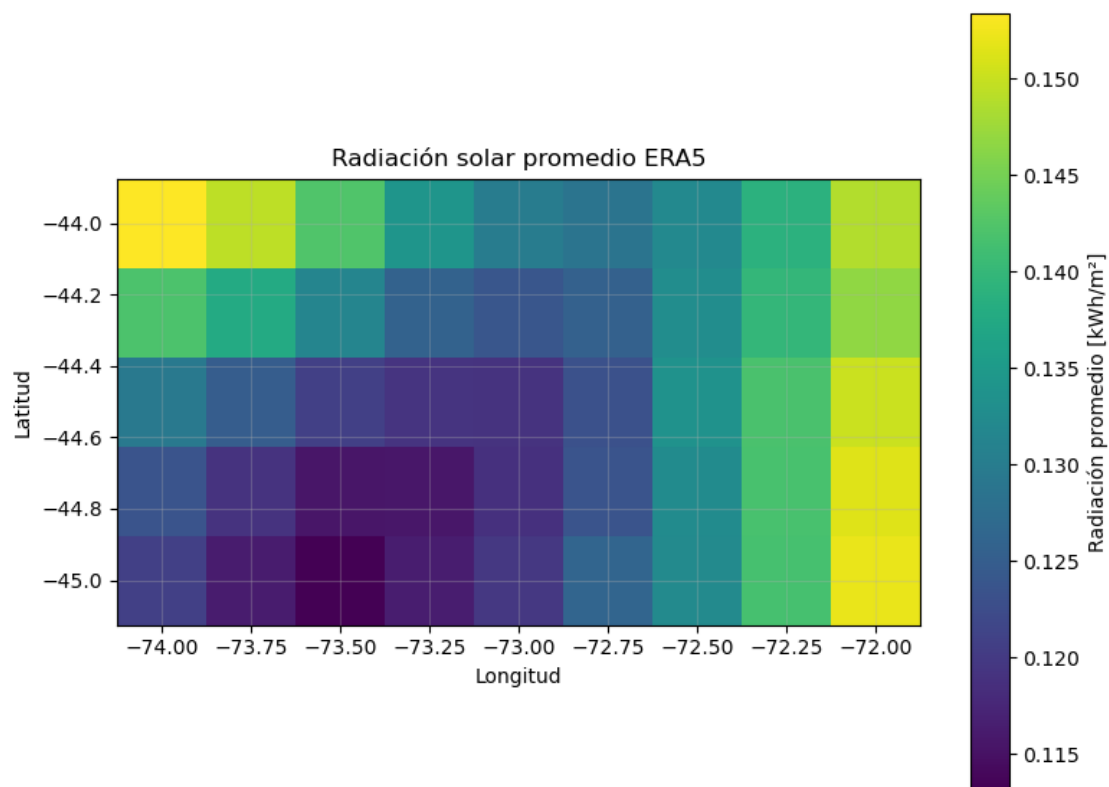


Figura 2: Mapa de calor de radiación solar ERA5 en la zona de estudio.

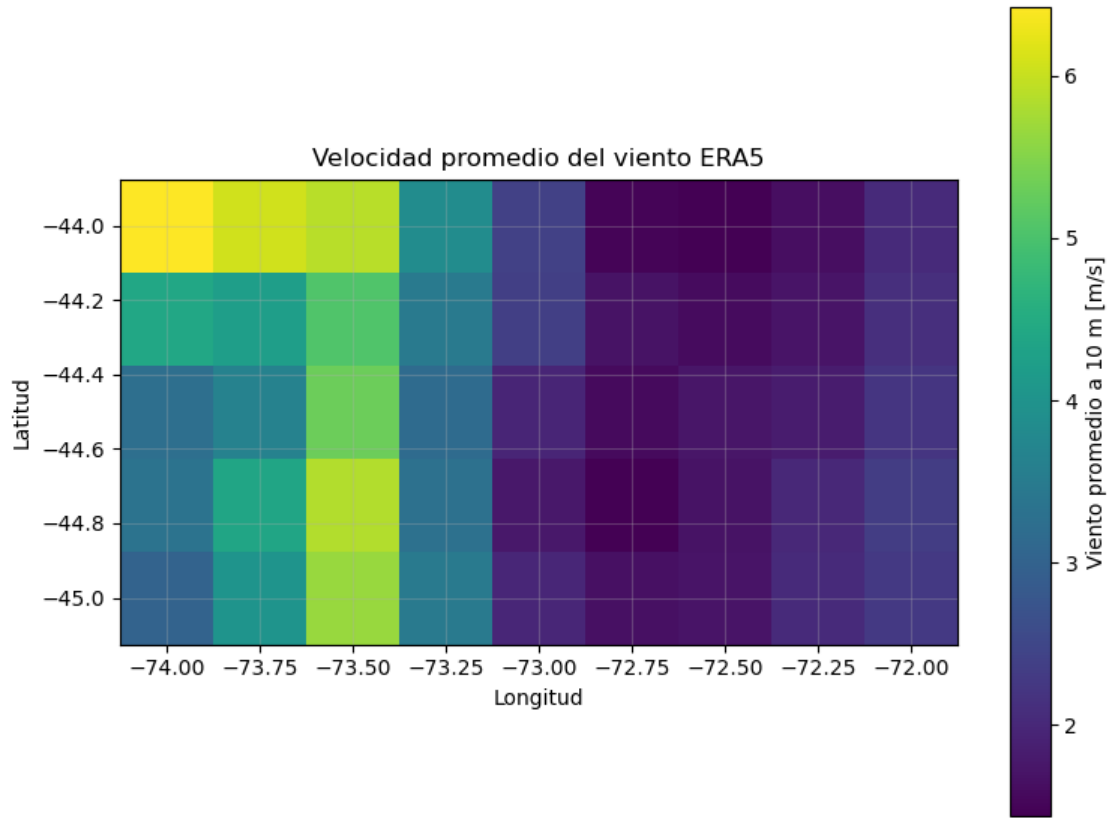


Figura 3: Mapa de calor de velocidad de viento ERA5 en la zona de estudio.

Para la generación fotovoltaica, la radiación solar superficial acumulada (*ssrd*) se convirtió a potencia generada por unidad instalada considerando un rendimiento de sistema representativo. Para la generación eólica, la velocidad del viento se obtuvo como la resultante vectorial de las componentes horizontal (*u10*) y vertical (*v10*):

$$v_{10,t} = \sqrt{u_{10,t}^2 + v_{10,t}^2} \quad (18)$$

Para cada combinación de potencia fotovoltaica y eólica evaluada, se calculó la cobertura mensual y anual en cada uno de los 45 puntos ERA5 disponibles, seleccionando el punto que maximizaba simultáneamente la cobertura anual y el número de meses con generación suficiente.

9.5. Modelo de operación con almacenamiento BESS

El sistema de almacenamiento BESS se modela mediante su capacidad energética nominal, eficiencia de carga, eficiencia de descarga y límites operacionales de estado de carga. En cada hora, el sistema prioriza el uso directo de generación renovable para abastecer la demanda. Si existe excedente renovable, este se utiliza para cargar la batería dentro de los límites permitidos. Si la generación renovable no alcanza a cubrir la demanda, el BESS descarga energía disponible para reducir el déficit.

El estado de carga del BESS se actualiza de acuerdo con:

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \eta_c \cdot E_{carga,t} - \frac{E_{descarga,t}}{\eta_d} \quad (19)$$

donde SOC_t es el estado de carga del BESS en la hora t , $E_{carga,t}$ es la energía cargada en la batería, $E_{descarga,t}$ es la energía útil descargada hacia la demanda, η_c es la eficiencia de carga y η_d es la eficiencia de descarga.

El estado de carga se restringe mediante:

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (20)$$

donde SOC_{min} y SOC_{max} corresponden a los límites mínimo y máximo de operación definidos como porcentaje de la capacidad nominal del BESS.

La potencia máxima de carga y descarga del sistema de almacenamiento se representa mediante una relación entre potencia y energía, considerando una duración característica del BESS. De esta forma, la batería no solo queda limitada por su capacidad energética, sino también por la

potencia máxima que puede entregar o absorber en cada hora.

Los parámetros técnicos del sistema de almacenamiento utilizados en la simulación fueron: eficiencia de carga $\eta_c = 0,95$, eficiencia de descarga $\eta_d = 0,95$, estado de carga mínimo $SOC_{min} = 0,10 \cdot C_{BESS}$ y estado de carga máximo $SOC_{max} = 0,90 \cdot C_{BESS}$. La potencia máxima de carga y descarga se modeló considerando una duración característica de 2 horas:

$$P_{BESS,max} = \frac{C_{BESS}}{2} \quad (21)$$

Para evitar que los resultados dependieran del estado inicial de la batería, se implementó un procedimiento de calentamiento cíclico: el modelo ejecutó iteraciones anuales sucesivas hasta que la diferencia entre el estado de carga final e inicial fue inferior a 0,01 kWh, con un máximo de 12 ciclos.

9.6. Simulación de alternativas híbridas

Como primera etapa de evaluación, se simulan configuraciones híbridas que combinan generación renovable, almacenamiento BESS y generación diésel residual. Estas alternativas permiten cuantificar el potencial de reducción de combustible y emisiones respecto de un escenario base dependiente de diésel, además de entregar una referencia económica de menor inversión frente a las soluciones autónomas.

La lógica de operación de las alternativas híbridas se define en el siguiente orden:

1. La generación renovable disponible abastece directamente la demanda.
2. Los excedentes renovables cargan el BESS, si existe capacidad disponible.

3. El BESS descarga energía durante horas con déficit renovable.
4. El déficit remanente es cubierto por generación diésel.

Bajo esta arquitectura, la demanda horaria se representa como:

$$D_t = E_{REN,t}^{directa} + E_{BESS,t}^{descarga} + E_{diesel,t} \quad (22)$$

donde $E_{REN,t}^{directa}$ es la energía renovable utilizada directamente, $E_{BESS,t}^{descarga}$ es la energía descargada desde el almacenamiento y $E_{diesel,t}$ es la energía suministrada por el generador diésel.

Estas simulaciones permiten estimar cobertura renovable efectiva, consumo residual de diésel, ahorro anual de combustible, emisiones evitadas y periodo simple de recuperación de la inversión.

9.7. Simulación de alternativas autónomas sin diésel

Posteriormente, se evalúan configuraciones autónomas en las cuales la generación diésel se elimina de la operación. En este caso, la demanda debe ser cubierta exclusivamente mediante generación renovable directa y energía entregada por el BESS. Cualquier déficit residual se contabiliza como energía no suministrada.

La lógica de operación de las alternativas autónomas se define como:

1. La generación renovable disponible abastece directamente la demanda.
2. Los excedentes renovables cargan el BESS.
3. El BESS descarga energía durante horas con déficit renovable.

4. Todo déficit remanente se registra como energía no suministrada.

El balance horario autónomo se expresa como:

$$D_t = E_{REN,t}^{directa} + E_{BESS,t}^{descarga} + ENS_t \quad (23)$$

donde ENS_t corresponde a la energía no suministrada en la hora t .

La energía no suministrada anual se calcula como:

$$ENS_{anual} = \sum_{t=1}^{8760} ENS_t \quad (24)$$

Una configuración se considera técnicamente autónoma si cumple simultáneamente:

$$ENS_{anual} = 0 \quad (25)$$

y

$$H_{ENS} = 0 \quad (26)$$

donde H_{ENS} corresponde al número de horas con déficit de suministro durante el año modelado.

Para evitar que la evaluación anual dependa artificialmente de un estado inicial vacío de la batería, se utiliza un tratamiento cíclico del estado de carga. El modelo ejecuta ciclos de calentamiento hasta aproximar una condición periódica, de modo que el estado inicial de evaluación represente la continuidad operacional desde un periodo previo.

9.8. Búsqueda y selección de configuraciones

La búsqueda de configuraciones se realizó evaluando sistemáticamente 440 combinaciones de potencia fotovoltaica y eólica. Para cada combinación se calcularon cobertura mensual, déficit y excedente en los 45 puntos ERA5 disponibles, seleccionando el punto de mejor desempeño. Se identificaron tres tipos de alternativa: mínima (menor potencia instalada con cobertura anual mayor o igual al 90 %), robusta (cobertura anual mayor o igual al 90 % y al menos 10 meses cumplidos) y mixta (con ambas fuentes renovables presentes). Esta última corresponde a la alternativa híbrida seleccionada para la comparación económica final.

La Tabla 2 presenta el resumen del barrido inicial FV–eólico. Este análisis no representa todavía la autonomía horaria completa del sistema, sino una etapa preliminar de evaluación energética anual utilizada para acotar el espacio de búsqueda.

Tabla 2: Resumen del barrido inicial de combinaciones FV–eólicas

Centro	Combinaciones evaluadas	Cumplen criterio anual	No cumplen	Cumplimiento [%]
James	440	429	11	97,5
Williams	440	429	11	97,5

Si bien una proporción importante de combinaciones FV–eólicas cumplió el criterio energético anual, esta condición no asegura continuidad operacional horaria. Por esta razón, el análisis fue complementado con simulaciones horarias que incorporaron almacenamiento BESS y control del estado de carga.

La Tabla 3 resume el subconjunto de configuraciones autónomas factibles identificadas en las etapas exploratoria y refinada. Estas bases ya incorporan el filtro técnico de autonomía operacional, por lo que no representan la totalidad de combinaciones simuladas originalmente, sino las alternativas que superaron la condición de energía no suministrada igual a cero.

Tabla 3: Resumen de configuraciones autónomas factibles identificadas

Centro	Etap	Config. factibles	FV [kWp]	Eólico [kW]	BESS [kWh]
James	Exploratoria	61	100–1000	200–1000	3000–10000
Williams	Exploratoria	76	0–1000	200–1000	3000–10000
James	Refinada	1742	550–900	425–750	2700–4000
Williams	Refinada	1664	550–900	375–650	2600–4000

En la etapa híbrida, se identifican configuraciones que reducen significativamente el uso de diésel y presentan menor periodo de recuperación. Estas alternativas se mantienen como referencia comparativa, ya que permiten observar el desempeño de soluciones con menor inversión y sustitución parcial del combustible fósil.

En la etapa autónoma, se descartan todas las configuraciones que presentan energía no suministrada o cualquier hora con déficit. Entre las configuraciones que cumplen autonomía, se selecciona aquella de menor CAPEX dentro del espacio discreto evaluado. Posteriormente, se realiza una búsqueda refinada alrededor de las mejores configuraciones encontradas, con el objetivo de mejorar la precisión del dimensionamiento.

9.9. Indicadores de evaluación técnica

Los indicadores técnicos utilizados permiten comparar el desempeño energético de las alternativas evaluadas. Los principales indicadores considerados son:

- Demanda anual abastecida.
- Generación renovable anual.
- Cobertura renovable efectiva.
- Energía diésel requerida.

- Energía no suministrada.
- Horas con déficit de suministro.
- Energía cargada y descargada por el BESS.
- Estado mínimo y máximo de carga del BESS.
- Excedentes renovables no aprovechados.

La cobertura renovable efectiva se calcula como:

$$Cobertura_{ren} = \frac{E_{ren,utilizada}}{D_{anual}} \cdot 100 \quad (27)$$

donde $E_{ren,utilizada}$ corresponde a la energía renovable efectivamente utilizada para abastecer la demanda, ya sea directamente o mediante almacenamiento.

El porcentaje de excedente renovable se calcula como:

$$Excedente_{\%} = \frac{E_{excedente}}{E_{ren,generada}} \cdot 100 \quad (28)$$

donde $E_{excedente}$ corresponde a la energía renovable no utilizada ni almacenada, y $E_{ren,generada}$ corresponde a la generación renovable total.

9.10. Evaluación ambiental operacional

La evaluación ambiental se concentra en la reducción operacional del consumo de diésel y de las emisiones asociadas. No se desarrolla una evaluación ambiental integral ni un análisis de ciclo de vida de los equipos.

Las emisiones asociadas al consumo de diésel se estiman mediante:

$$Emisiones = L_{diesel} \cdot FE_{diesel} \quad (29)$$

donde L_{diesel} corresponde a los litros de diésel consumidos y FE_{diesel} es el factor de emisión del combustible.

Las emisiones evitadas se calculan como la diferencia entre las emisiones del escenario base y las emisiones de la alternativa evaluada:

$$Emisiones_{evitadas} = Emisiones_{base} - Emisiones_{alternativa} \quad (30)$$

En las alternativas autónomas sin diésel, las emisiones operacionales asociadas a la generación eléctrica mediante combustible fósil se consideran nulas dentro del periodo modelado.

9.11. Evaluación económica

La evaluación económica se realiza mediante costos de inversión de referencia, ahorro anual asociado a la reducción de consumo de diésel y periodo simple de recuperación. Todas las magnitudes monetarias se expresan en pesos chilenos.

El CAPEX total de cada alternativa se calcula como:

$$CAPEX_{total} = P_{FV} \cdot C_{FV} + P_{EOL} \cdot C_{EOL} + BESS_{kWh} \cdot C_{BESS} \quad (31)$$

donde P_{FV} es la potencia fotovoltaica instalada, P_{EOL} es la potencia eólica instalada, $BESS_{kWh}$ es la capacidad nominal del sistema de almacenamiento, y C_{FV} , C_{EOL} y C_{BESS} son

los costos unitarios de inversión de cada tecnología.

El ahorro anual por combustible se estima como:

$$Ahorro_{diesel} = L_{evitados} \cdot Precio_{diesel} \quad (32)$$

donde $L_{evitados}$ corresponde a los litros de diésel evitados respecto del escenario base y $Precio_{diesel}$ corresponde al precio unitario del combustible.

El periodo simple de recuperación se calcula como:

$$Payback = \frac{CAPEX}{Ahorro_{anual}} \quad (33)$$

Este indicador se utiliza de forma preliminar para comparar alternativas. No incorpora tasa de descuento, reposición de equipos, costos de operación y mantenimiento, degradación económica del BESS ni costos financieros. Por esta razón, los resultados económicos deben interpretarse como una estimación inicial de factibilidad y no como una evaluación financiera definitiva.

Para las soluciones autónomas, se calculan dos perspectivas económicas: el payback frente a un escenario base completamente dependiente de diésel y el payback incremental frente a la alternativa híbrida comparable. Este segundo indicador permite estimar el costo económico adicional de eliminar el consumo residual de diésel.

La elección del payback simple como indicador principal responde a las condiciones propias de este estudio: los flujos de caja son aproximadamente constantes, no se dispone de una tasa de descuento sectorial validada para centros salmoneros remotos en Chile, y el horizonte de análisis corresponde a una evaluación de factibilidad preliminar y no a un proyecto de inversión en etapa de ingeniería de detalle. No obstante, con el propósito de contextualizar los resultados,

se presenta un análisis complementario de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) bajo distintos supuestos de tasa de descuento, asumiendo una vida útil de referencia de 20 años para los activos renovables y flujos de ahorro constantes equivalentes al ahorro anual base estimado. Este análisis no reemplaza la evaluación económica principal, sino que permite estimar el rango de condiciones bajo las cuales cada alternativa mantiene conveniencia económica desde una perspectiva de valor presente.

9.12. Análisis complementario de VAN y TIR

Con el propósito de complementar el payback simple y contextualizar los resultados bajo una perspectiva de valor presente, se calcularon el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) de las alternativas seleccionadas, asumiendo una vida útil de referencia de 20 años y flujos de ahorro anuales constantes equivalentes al ahorro base estimado. Los resultados se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4: VAN y TIR de las alternativas seleccionadas bajo distintas tasas de descuento

Centro	Alternativa	TIR	VAN [MM CLP]			
			6 %	8 %	10 %	12 %
James	Híbrida mixta	32,5 %	1.045,4	840,0	677,8	547,9
Williams	Híbrida mixta	38,3 %	959,3	780,6	639,4	526,4
James	Autónoma robusta	8,8 %	423,4	111,3	-135,2	-332,4
Williams	Autónoma robusta	8,6 %	365,1	74,9	-154,4	-337,8

Vida útil de referencia: 20 años. Flujos de ahorro constantes equivalentes al ahorro anual base estimado. No se incorporan costos de O&M, reposición de baterías ni valor residual de equipos.

Los resultados muestran una diferencia sustantiva entre ambos tipos de alternativa. Las soluciones híbridas presentan TIR del orden del 32,5 % para James y 38,3 % para Williams, lo que implica que su VAN es positivo y elevado bajo cualquier tasa de descuento razonable para proyectos de infraestructura en Chile, incluso hasta el 12 %. Esto confirma que la conveniencia económica

de las alternativas híbridas es robusta frente a distintos criterios de evaluación financiera.

Las soluciones autónomas robustas presentan una TIR aproximada del 8,8 % para James y 8,6 % para Williams. Bajo una tasa de descuento del 6 %, ambas alternativas mantienen VAN positivo, lo que indica que serían económicamente convenientes en un contexto de bajo costo de capital. Sin embargo, con tasas superiores al 8 %, el VAN se vuelve negativo, lo que evidencia que la conveniencia económica de estas soluciones es sensible a la tasa de descuento utilizada y depende del acceso a financiamiento en condiciones favorables.

Este resultado es consistente con la naturaleza de los proyectos de autonomía energética renovable: la inversión inicial es elevada y los ahorros anuales, aunque reales, son insuficientes para generar retornos atractivos bajo tasas de descuento de mercado sin considerar beneficios adicionales como independencia energética, reducción de riesgo operacional por desabastecimiento de combustible o valorización de emisiones evitadas. La decisión de implementar una solución autónoma robusta no puede justificarse únicamente por criterios de rentabilidad financiera directa, sino que requiere incorporar estos beneficios estratégicos en la evaluación.

9.13. Análisis de sensibilidad y redimensionamiento robusto

Una vez identificadas configuraciones autónomas capaces de abastecer la demanda en el escenario base, se realiza un análisis de sensibilidad técnica. Este análisis evalúa si las soluciones seleccionadas mantienen continuidad operacional frente a variaciones relevantes de las condiciones modeladas.

Los escenarios de sensibilidad consideran:

- Incremento de la demanda eléctrica.

- Reducción de la generación renovable disponible.
- Reducción de la capacidad efectiva del BESS.
- Combinaciones conservadoras de mayor demanda, menor recurso renovable y degradación del almacenamiento.

En particular, se define un escenario conservador moderado compuesto por un aumento de 5 % en la demanda, una reducción de 5 % en la generación fotovoltaica y eólica, y una reducción de 10 % en la capacidad efectiva del BESS. Una alternativa se considera robusta bajo este criterio si mantiene:

$$ENS_{anual} = 0 \quad (34)$$

y

$$H_{ENS} = 0 \quad (35)$$

bajo dichas condiciones.

Si la configuración autónoma inicial no cumple este criterio, se realiza un redimensionamiento mediante una nueva búsqueda de capacidades instaladas. La solución final corresponde a la configuración de menor CAPEX que mantiene continuidad de suministro bajo el escenario conservador moderado dentro del rango discreto evaluado.

9.14. Limitaciones metodológicas

La metodología desarrollada permite comparar alternativas energéticas bajo una simulación horaria detallada; sin embargo, presenta limitaciones que deben considerarse al interpretar los resultados.

En primer lugar, la evaluación se basa en el año climático modelado 2025, por lo que no representa una proyección de largo plazo ni incorpora variabilidad interanual completa del recurso renovable. En segundo lugar, los costos utilizados corresponden a referencias de inversión y no a cotizaciones específicas de implementación en centros salmoneros remotos. En tercer lugar, la evaluación económica no incluye costos de operación y mantenimiento, reemplazo de baterías, degradación económica, costos financieros ni logística real de instalación.

Además, la dimensión ambiental se limita a emisiones operacionales evitadas por menor consumo de diésel, sin incluir impactos de construcción, instalación, operación marina, disposición final de equipos ni análisis de ciclo de vida. Finalmente, el análisis de sensibilidad no asigna probabilidades de ocurrencia a los escenarios, por lo que no constituye una evaluación probabilística de riesgo, sino una prueba de robustez técnica frente a condiciones más exigentes que el escenario base.

10. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la modelación horaria de alternativas de abastecimiento energético renovable para los centros James y Williams. El análisis se organiza en cuatro etapas principales. Primero, se caracterizan la demanda eléctrica y el recurso renovable disponible. Luego, se evalúan configuraciones híbridas con generación diésel residual, utilizadas como referencia técnica y económica. Posteriormente, se analiza la factibilidad de sustituir completamente la generación diésel mediante configuraciones renovables autónomas. Finalmente, se presenta el redimensionamiento robusto de la alternativa autónoma seleccionada y su comparación económica con las soluciones híbridas.

10.1. Caracterización de la demanda eléctrica

La demanda horaria corregida permitió estimar el requerimiento energético anual de los centros James y Williams. Ambos centros presentan consumos anuales del mismo orden de magnitud, lo que permite comparar alternativas tecnológicas bajo condiciones operacionales similares, aunque con diferencias específicas de carga.

Tabla 5: Demanda eléctrica anual modelada por centro

Centro	Demanda anual [kWh/año]
James	565.532
Williams	526.064

La demanda anual de James alcanza aproximadamente 565.532 kWh/año, mientras que Williams presenta una demanda de aproximadamente 526.064 kWh/año. Estos valores constituyen la base para evaluar la capacidad de las distintas alternativas energéticas de abastecer la operación anual de cada centro.

Con el objetivo de complementar la comparación anual, la Figura 4 presenta la evolución mensual de la demanda eléctrica estimada para los centros James y Williams. Este gráfico permite visualizar la estacionalidad del consumo y comparar el comportamiento relativo de ambos centros durante el año modelado.

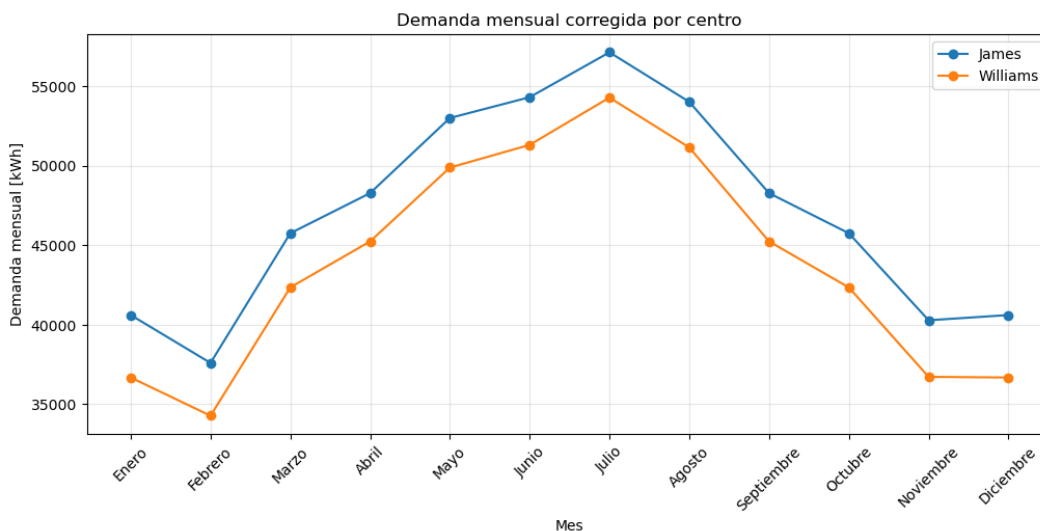


Figura 4: Demanda eléctrica mensual estimada para los centros James y Williams.

Como se observa en la Figura 4, ambos centros presentan demandas anuales del mismo orden de magnitud, aunque con diferencias mensuales asociadas a sus perfiles operacionales. Esta variación refuerza la necesidad de evaluar las alternativas energéticas con resolución temporal y no únicamente a partir de balances anuales.

El uso de series horarias resulta fundamental para el análisis, ya que la factibilidad de una alternativa renovable no depende únicamente de que la generación anual sea mayor o menor que la demanda anual, sino de la coincidencia temporal entre generación y consumo. En particular, para soluciones autónomas sin respaldo diésel, la demanda debe ser abastecida en cada una de las 8.760 horas del año modelado.

10.2. Generación renovable unitaria disponible

A partir de los perfiles climáticos horarios utilizados en la simulación, se estimó la generación anual que produciría una unidad de capacidad instalada de cada tecnología renovable en la zona de estudio. Estos valores no representan generación actualmente instalada, sino el potencial de generación disponible por kWp fotovoltaico y por kW eólico bajo las condiciones climáticas modeladas para el año 2025. Los perfiles unitarios permiten escalar posteriormente la generación renovable según las distintas capacidades instaladas evaluadas en las configuraciones simuladas.

Tabla 6: Generación renovable anual estimada por unidad de capacidad instalada

Centro	FV [kWh/kWp-año]	Eólico [kWh/kW-año]
James	1.052	2.004
Williams	1.052	2.004

Los resultados muestran que, para el punto de recurso renovable utilizado, cada kWp fotovoltaico generaría aproximadamente 1.052 kWh/año, mientras que cada kW eólico generaría aproximadamente 2.004 kWh/año. La mayor generación unitaria anual del recurso eólico explica su relevancia dentro de las configuraciones evaluadas.

La Figura 5 presenta la distribución mensual de la generación renovable por unidad instalada para las tecnologías fotovoltaica y eólica. Esta comparación permite observar no solo la magnitud anual de cada recurso, sino también su variabilidad temporal durante el año modelado.

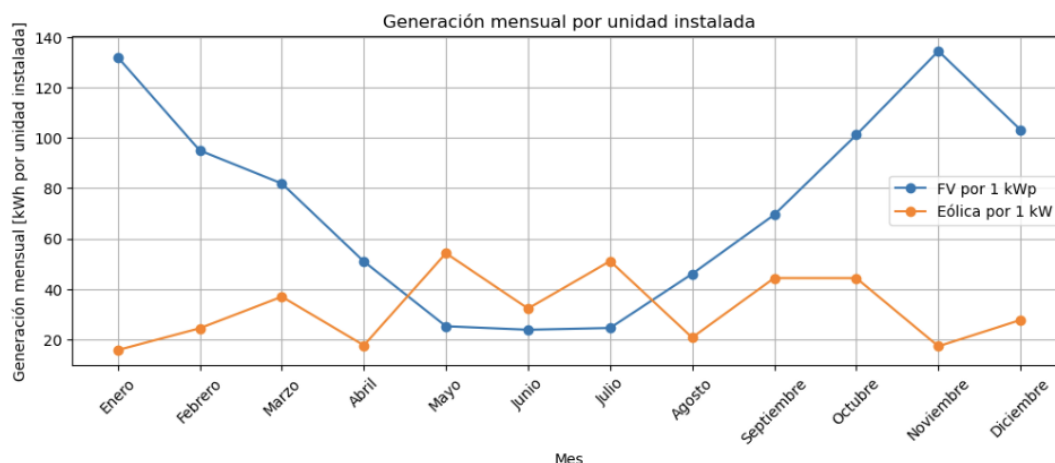


Figura 5: Generación mensual por unidad instalada para las tecnologías fotovoltaica y eólica durante 2025.

Como se observa en la Figura 5, la generación fotovoltaica presenta una marcada estacionalidad, con mayores valores durante los meses de primavera y verano, y menores valores durante el invierno austral. En cambio, la generación eólica muestra una variabilidad mensual distinta, con aportes relevantes en meses donde la generación fotovoltaica disminuye. Esta complementariedad temporal justifica la evaluación conjunta de ambas fuentes renovables.

Sin embargo, la selección de una alternativa no puede realizarse únicamente a partir de la generación anual o mensual disponible. La variabilidad horaria del recurso solar y eólico exige analizar la coincidencia temporal entre generación, demanda y almacenamiento, especialmente en configuraciones autónomas sin respaldo diésel.

10.3. Evaluación de alternativas híbridas con generación diésel residual

En una primera etapa se evaluaron configuraciones híbridas compuestas por generación renovable, almacenamiento BESS y generación diésel residual. Esta etapa permitió cuantificar el potencial de reducción de combustible con inversiones menores que las requeridas para una

solución completamente autónoma.

Para James, la alternativa mixta de 100 kWp fotovoltaicos, 300 kW eólicos y 100 kWh de BESS presenta un CAPEX estimado de 381,07 millones de CLP, con un ahorro anual de diésel de 124,37 millones de CLP/año y un periodo simple de recuperación de 3,06 años. La alternativa robusta comparativa de James, con 400 kW eólicos, mejora la cobertura renovable hasta 69,94 %, pero aumenta el CAPEX y el payback.

Para Williams, la alternativa mixta de 100 kWp fotovoltaicos, 200 kW eólicos y 100 kWh de BESS presenta un CAPEX estimado de 282,05 millones de CLP, con un ahorro anual de diésel de 108,23 millones de CLP/año y un payback simple de 2,61 años.

Los resultados muestran que las alternativas híbridas son económicamente atractivas debido a su bajo periodo de recuperación. No obstante, mantienen consumo residual de diésel, por lo que no resuelven completamente el objetivo de sustituir la dependencia operacional de combustible fósil.

10.4. Evaluación ambiental operacional de las alternativas híbridas

Tabla 7: Emisiones operacionales y emisiones evitadas por alternativa

Centro	Alternativa	Litros	Emisiones	Litros	Emisiones
		diésel/año	[tCO ₂ e/año]	evitados/año	evitadas [tCO ₂ e/año]
James	100 % diésel (base)	162.957	441,6	—	—
James	Híbrida mixta	55.677	150,9	107.280	290,7
James	Autónoma robusta	0	0,0	162.957	441,6
Williams	100 % diésel (base)	151.584	410,8	—	—
Williams	Híbrida mixta	58.227	157,8	93.357	253,0
Williams	Autónoma robusta	0	0,0	151.584	410,8

Factor de emisión: 2,71 kgCO₂e/litro (HuellaChile, MMA 2024). Consumo específico base: 0,288 litros/kWh (operación al 75 % de carga).

La evaluación ambiental operacional se realizó a partir de la energía diésel requerida por cada alternativa en la simulación horaria. Para convertir esta energía a consumo de combustible se utilizó un consumo específico base de 0,288 litros/kWh, correspondiente a la operación del generador al 75 % de su carga nominal, obtenido de ficha técnica oficial de un generador representativo para la potencia demandada. Las emisiones se calcularon aplicando el factor de combustión estacionaria de diésel publicado por el Programa HuellaChile del Ministerio del Medio Ambiente, equivalente a 2,71 kgCO₂e por litro consumido.

La Tabla 7 presenta los resultados ambientales operacionales para las alternativas finales seleccionadas y para el escenario base 100 % diésel. En el escenario base, James genera aproximadamente 441,6 tCO₂e/año y Williams aproximadamente 410,8 tCO₂e/año, derivadas exclusivamente del consumo de combustible para generación eléctrica.

La alternativa híbrida seleccionada para James, compuesta por 100 kWp fotovoltaicos, 300 kW eólicos y 100 kWh de BESS, reduce el consumo anual de diésel desde 162.957 a 55.677 litros, lo que implica una reducción de emisiones operacionales de aproximadamente 290,7 tCO₂e/año, equivalente al 65,8 % de las emisiones del escenario base. Para Williams, la alternativa híbrida de 100 kWp fotovoltaicos, 200 kW eólicos y 100 kWh de BESS reduce el consumo desde 151.584 a 58.227 litros anuales, evitando aproximadamente 253,0 tCO₂e/año, equivalente al 61,6 % de las emisiones base.

Las soluciones autónomas robustas propuestas eliminan completamente el consumo operacional de diésel bajo el escenario modelado, lo que implica evitar la totalidad de las emisiones directas asociadas a la generación eléctrica fósil: 441,6 tCO₂e/año para James y 410,8 tCO₂e/año para Williams.

Debe señalarse que este análisis corresponde exclusivamente a emisiones operacionales

evitadas por menor consumo de combustible. No incorpora impactos de ciclo de vida asociados a la fabricación, transporte, instalación ni disposición final de los equipos renovables.

10.5. Limitación de las alternativas híbridas al retirar el diésel

Con el propósito de evaluar si las configuraciones híbridas seleccionadas podían operar sin generación diésel, se simuló su comportamiento eliminando el respaldo fósil. Los resultados se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8: Desempeño de alternativas híbridas al operar sin diésel

Centro	Configuración	FV [kWp]	Eólico [kW]	BESS [kWh]	Generación renovable [kWh/año]	ENS [kWh/año]	Horas con ENS
James	Mixta BESS 100	100	300	100	706.437	193.206	4.073
Williams	Mixta BESS 100	100	200	100	506.025	202.017	4.552

En James, la generación renovable anual de la alternativa híbrida supera la demanda anual del centro. Sin embargo, al eliminar el respaldo diésel aparecen 193.206 kWh/año de energía no suministrada distribuidos en 4.073 horas. Este resultado demuestra que un balance anual favorable no garantiza autonomía energética, ya que los excedentes renovables no necesariamente ocurren en los mismos periodos en que la demanda requiere abastecimiento.

En Williams, la configuración híbrida presenta además una generación renovable anual inferior a la demanda total, por lo que no resulta suficiente ni desde el balance anual ni desde la operación horaria. Al retirar el diésel, se producen 202.017 kWh/año de energía no suministrada en 4.552 horas.

Estos resultados confirman que las configuraciones híbridas evaluadas son útiles como alternativas de sustitución parcial del combustible, pero no permiten eliminar completamente la generación diésel. Por lo tanto, fue necesario realizar un dimensionamiento específico de alternativas autónomas.

10.6. Dimensionamiento de soluciones autónomas sin diésel

La búsqueda de configuraciones autónomas se realizó evaluando combinaciones de potencia fotovoltaica, potencia eólica y capacidad BESS. Una alternativa fue considerada autónoma solo si presentó energía no suministrada igual a cero y cero horas con déficit durante el año horario modelado.

En una primera búsqueda refinada se identificaron soluciones autónomas de menor CAPEX para el escenario base 2025. Estas configuraciones se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9: Soluciones autónomas mínimas para el escenario base 2025

Centro	FV [kWp]	Eólico [kW]	BESS [kWh]	CAPEX [MM CLP]	Generación renovable [kWh/año]	ENS [kWh/año]	Horas con ENS	Excedente [%]
James	700	525	3.100	1.546,18	1.788.563	0	0	67,68
Williams	700	475	2.900	1.460,14	1.688.357	0	0	68,15

Para James, la configuración autónoma base corresponde a 700 kWp fotovoltaicos, 525 kW eólicos y 3.100 kWh de BESS. Esta alternativa logra abastecer completamente la demanda horaria modelada, con un CAPEX de 1.546,18 millones de CLP. Para Williams, la configuración autónoma base corresponde a 700 kWp fotovoltaicos, 475 kW eólicos y 2.900 kWh de BESS, con un CAPEX de 1.460,14 millones de CLP.

Ambas configuraciones eliminan el uso operacional de diésel en el escenario base. Sin embargo, presentan elevados excedentes renovables, cercanos al 68 % de la generación total. Esto evidencia que la autonomía requiere sobredimensionar generación y almacenamiento para cubrir periodos críticos de baja disponibilidad renovable, aun cuando parte importante de la energía anual producida no pueda ser aprovechada.

10.7. Control del estado de carga del BESS en las soluciones autónomas base

Para validar la operación del almacenamiento, se analizó el estado de carga mínimo observado durante el año modelado. La Tabla 10 muestra que las baterías se mantuvieron dentro de sus límites operacionales, aunque con márgenes reducidos sobre el mínimo permitido.

Tabla 10: Control anual del estado de carga en soluciones autónomas base

Centro	BESS [kWh]	SOC mín. permitido [kWh]	SOC mín. observado [kWh]	Margen [kWh]
James	3.100	310,0	342,2	32,2
Williams	2.900	290,0	312,3	22,3

La Figura 6 complementa los resultados de la Tabla 10, mostrando la evolución del estado de carga del BESS durante el año 2025 para las soluciones autónomas base de James y Williams. Las líneas punteadas indican los límites mínimo y máximo permitidos de operación del almacenamiento.

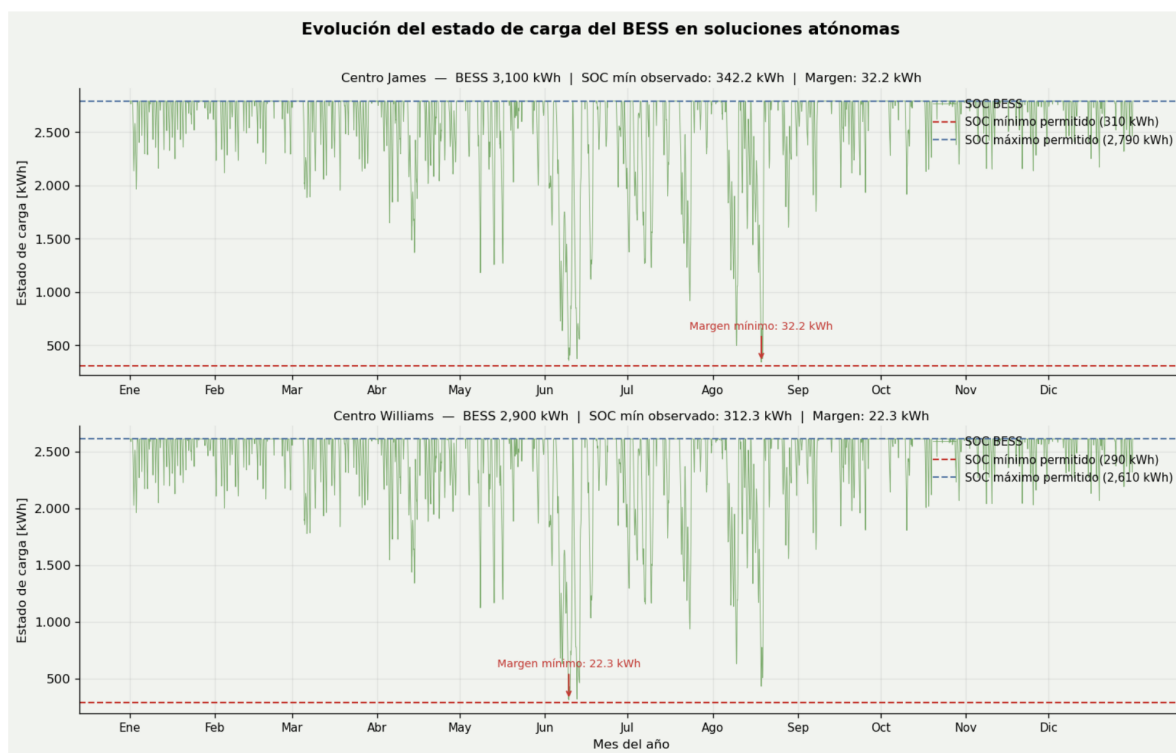


Figura 6: Evolución del estado de carga del BESS en las soluciones autónomas base durante 2025.

Como se observa en la Figura 6, ambas soluciones autónomas base mantienen el estado de carga dentro de los límites operacionales durante el año modelado. Sin embargo, el SOC se aproxima al límite mínimo en ciertos periodos, alcanzando márgenes reducidos de 32,2 kWh en James y 22,3 kWh en Williams. Esto indica que, aunque las configuraciones cumplen autonomía en el escenario base, operan con baja holgura frente a variaciones de demanda, recurso renovable o capacidad efectiva del almacenamiento.

Además del comportamiento anual del estado de carga, resulta relevante observar la operación horaria durante un periodo crítico. La Figura 7 y la Figura 8 presentan la interacción entre demanda eléctrica, generación renovable disponible y estado de carga del BESS para una semana crítica en los centros James y Williams.

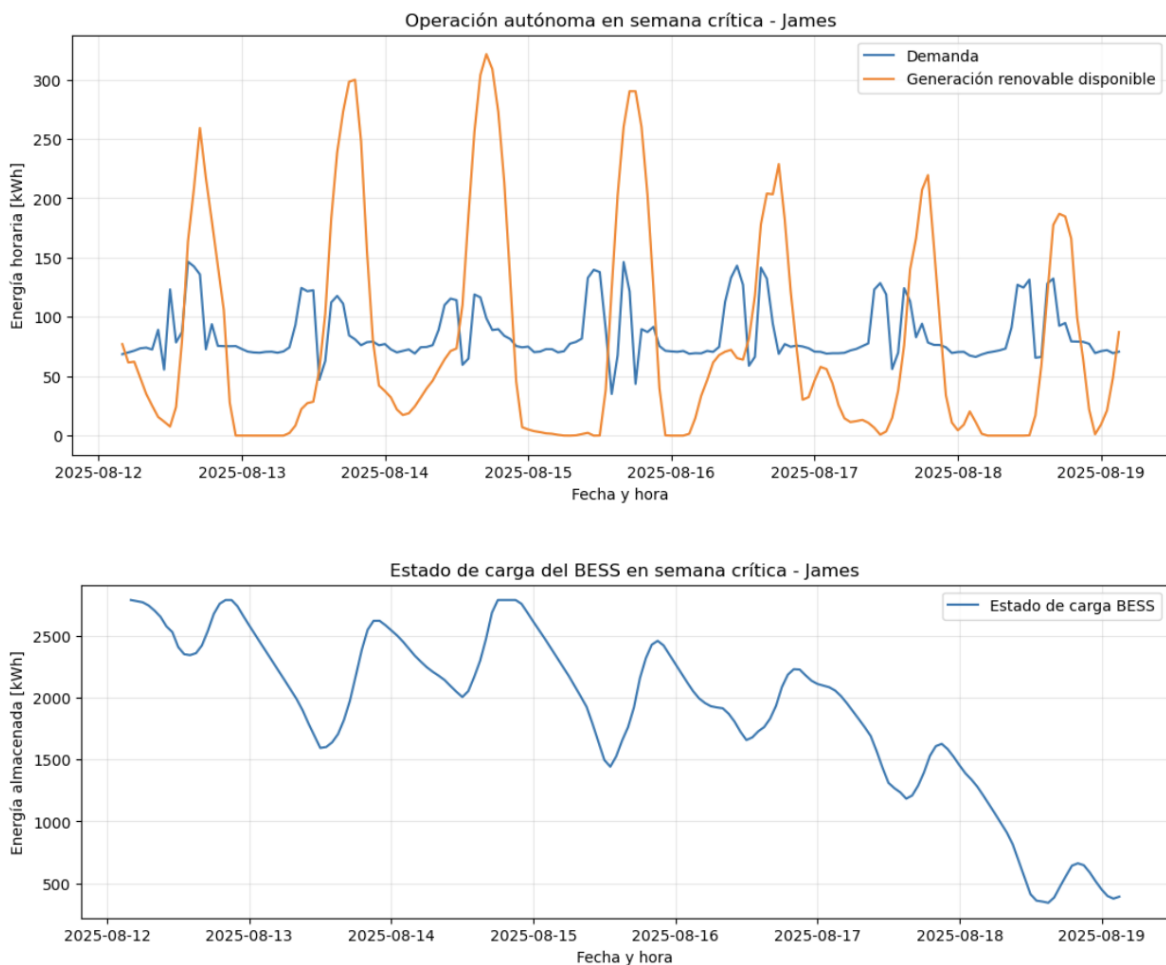


Figura 7: Operación horaria autónoma y estado de carga del BESS durante una semana crítica en el centro James.

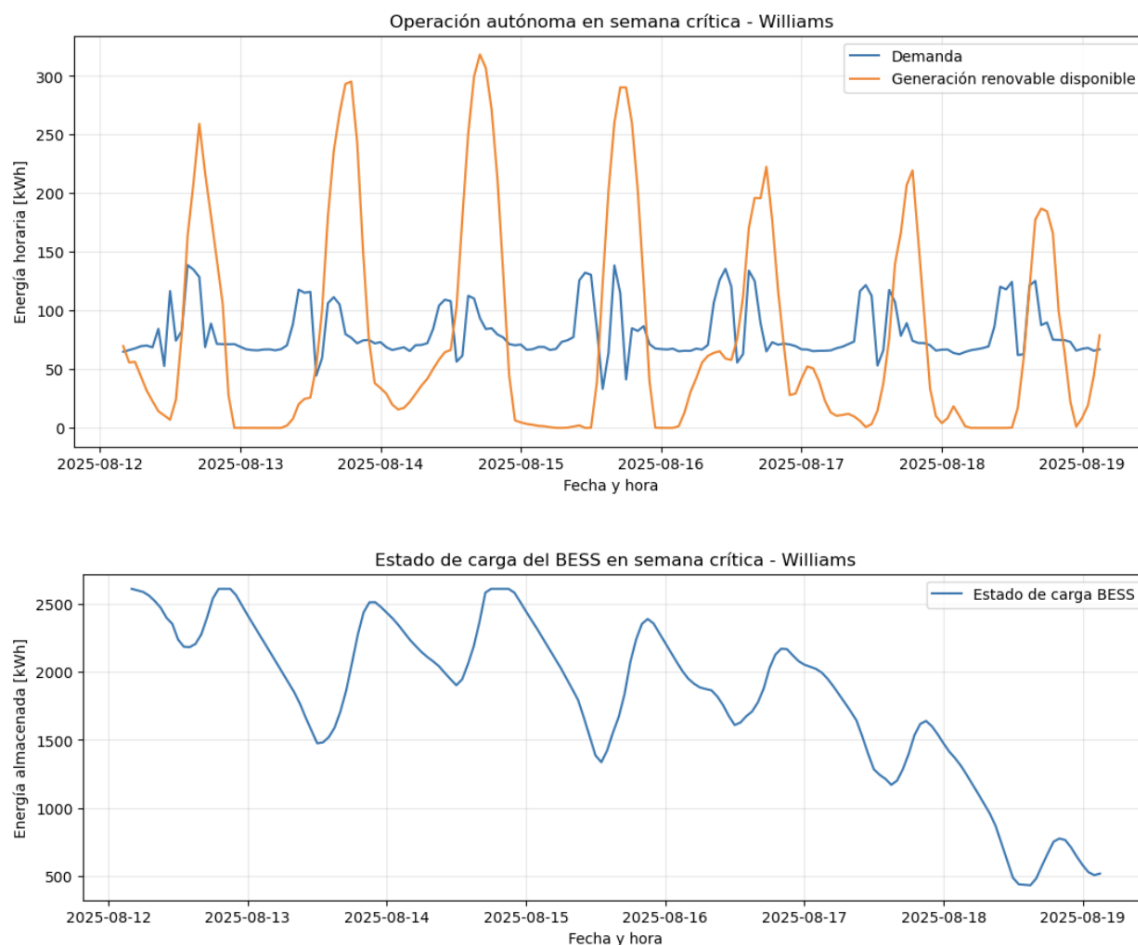


Figura 8: Operación horaria autónoma y estado de carga del BESS durante una semana crítica en el centro Williams.

Como se observa en las Figuras 7 y 8, el BESS permite compensar los desfases entre generación renovable disponible y demanda eléctrica. En los periodos donde la generación renovable no alcanza a cubrir la demanda, el almacenamiento se descarga para mantener la continuidad de suministro; en cambio, cuando existe excedente renovable, el sistema permite recuperar el estado de carga.

10.8. Sensibilidad de las soluciones autónomas base

Para evaluar la robustez de las soluciones autónomas base, se aplicaron escenarios de sensibilidad sobre demanda, generación renovable y capacidad efectiva del BESS. Los resultados se resumen en la Tabla [11](#).

Tabla 11: Energía no suministrada de soluciones autónomas base bajo sensibilidad

Escenario	ENS James [kWh/año]	Horas James	ENS Williams [kWh/año]	Horas Williams
Base	0	0	0	0
Demanda +5 %	1.060	21	814	21
Demanda +10 %	2.726	46	2.333	44
Recurso -5 %	646	18	591	15
Recurso -10 %	2.037	38	1.765	36
BESS degradado 10 %	626	17	476	14
BESS degradado 20 %	1.569	29	1.255	27
Conservador moderado	3.373	56	2.874	54
Conservador severo	9.465	151	8.713	151

Los resultados muestran que las soluciones autónomas base pierden continuidad de suministro frente a todas las variaciones evaluadas. Incluso un aumento de 5 % en la demanda o una reducción de 5 % en el recurso renovable genera energía no suministrada. Esto confirma que las configuraciones base representan soluciones mínimas para el escenario 2025, pero no poseen un margen suficiente para ser consideradas robustas.

En consecuencia, se definió un escenario conservador moderado como criterio de redimensionamiento, compuesto por un aumento de 5 % en la demanda, una reducción de 5 % en la generación fotovoltaica y eólica, y una reducción de 10 % en la capacidad efectiva del BESS.

10.9. Redimensionamiento de soluciones autónomas robustas

A partir del escenario conservador moderado, se realizó una nueva búsqueda de configuraciones capaces de mantener energía no suministrada igual a cero y cero horas con déficit. La Tabla [12](#) presenta las soluciones robustas finales seleccionadas.

Tabla 12: Soluciones autónomas robustas finales

Centro	FV [kWp]	Eólico [kW]	BESS [kWh]	BESS efectivo [kWh]	CAPEX [MM CLP]	ENS [kWh/año]	Horas con ENS	Margen SOC [kWh]
James	800	575	3.550	3.195	1.743,62	0	0	24,6
Williams	775	525	3.400	3.060	1.650,27	0	0	40,8

Para James, la solución robusta final corresponde a 800 kWp fotovoltaicos, 575 kW eólicos y 3.550 kWh de BESS. Bajo el escenario conservador moderado, la capacidad efectiva del BESS se reduce a 3.195 kWh, pero la configuración mantiene continuidad total de suministro con un margen mínimo de 24,6 kWh sobre el límite inferior del almacenamiento.

Para Williams, la solución robusta corresponde a 775 kWp fotovoltaicos, 525 kW eólicos y 3.400 kWh de BESS. Bajo el mismo escenario, la capacidad efectiva del BESS se reduce a 3.060 kWh, manteniendo ENS igual a cero y un margen mínimo de 40,8 kWh.

Estas configuraciones constituyen las alternativas finales propuestas, ya que no solo cumplen autonomía en el escenario base, sino que también mantienen continuidad operacional bajo una condición moderadamente más exigente.

10.10. Comparación entre soluciones autónomas base y robustas

El redimensionamiento robusto implicó un aumento de capacidad e inversión respecto de las soluciones autónomas mínimas del escenario base. La Tabla 13 presenta esta comparación.

Tabla 13: Comparación entre soluciones autónomas base y robustas

Centro	FV base	Eólico base	BESS base	CAPEX base [MM CLP]	FV robusto	Eólico robusto	BESS robusto	CAPEX robusto [MM CLP]
James	700	525	3.100	1.546,18	800	575	3.550	1.743,62
Williams	700	475	2.900	1.460,14	775	525	3.400	1.650,27

Para James, incorporar robustez aumentó el CAPEX en 197,43 millones de CLP, equivalente a un 12,77 % adicional respecto de la solución autónoma base. Para Williams, el incremento fue de 190,13 millones de CLP, equivalente a 13,02 %.

Tabla 14: Incremento de inversión asociado al criterio de robustez

Centro	Incremento CAPEX [MM CLP]	Incremento [%]
James	197,43	12,77
Williams	190,13	13,02

El aumento de inversión requerido para robustecer las soluciones es moderado en comparación con el costo total de alcanzar autonomía. No obstante, resulta relevante porque permite que el sistema deje de fallar ante variaciones moderadas de demanda, recurso y capacidad efectiva del almacenamiento.

El aumento de capacidad requerido para alcanzar autonomía también se refleja en la existencia de excedentes renovables. La Figura 9 presenta la distribución mensual de excedentes para las soluciones autónomas evaluadas.

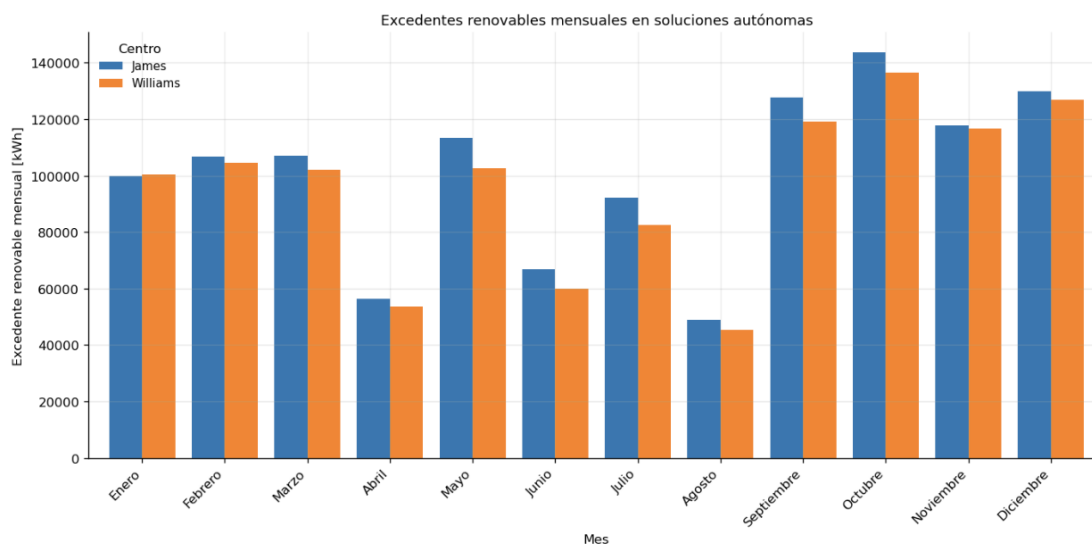


Figura 9: Excedentes renovables mensuales en las soluciones autónomas evaluadas.

Como se observa en la Figura 9, los excedentes renovables se presentan durante todo el año, con mayores niveles en meses de alta disponibilidad renovable. Este comportamiento es consistente con el sobredimensionamiento requerido por las soluciones autónomas, cuyo objetivo principal es

asegurar continuidad operacional sin respaldo diésel incluso en periodos críticos.

10.11. Sensibilidad económica al precio del diésel y al CAPEX

Tabla 15: Sensibilidad del payback simple de las alternativas híbridas ante variaciones en el precio del diésel y en el CAPEX

Centro	Precio diésel [CLP/L]	Escenario CAPEX	CAPEX [MM CLP]	Ahorro anual [MM CLP/año]	Payback [años]
James	Bajo (1.040)	Base	381,1	111,6	3,42
	Bajo (1.040)	+25 %	476,3	111,6	4,27
	Bajo (1.040)	+50 %	571,6	111,6	5,12
	Base (1.159)	Base	381,1	124,4	3,06
	Base (1.159)	+25 %	476,3	124,4	3,83
	Base (1.159)	+50 %	571,6	124,4	4,60
	Alto (1.337)	Base	381,1	143,4	2,66
	Alto (1.337)	+25 %	476,3	143,4	3,32
	Alto (1.337)	+50 %	571,6	143,4	3,99
Williams	Bajo (1.040)	Base	282,0	97,1	2,90
	Bajo (1.040)	+25 %	352,6	97,1	3,63
	Bajo (1.040)	+50 %	423,1	97,1	4,36
	Base (1.159)	Base	282,0	108,2	2,61
	Base (1.159)	+25 %	352,6	108,2	3,26
	Base (1.159)	+50 %	423,1	108,2	3,91
	Alto (1.337)	Base	282,0	124,8	2,26
	Alto (1.337)	+25 %	352,6	124,8	2,82
	Alto (1.337)	+50 %	423,1	124,8	3,39

Precios observados CNE/Energía Abierta, Región de Aysén 2025. Precio base: promedio anual 2025. Precio bajo y alto: mínimo y máximo observado. Escenarios CAPEX: +25 % y +50 % sobre valor IRENA de referencia.

Dado que el payback simple depende directamente del ahorro anual de combustible, la volatilidad del precio del diésel constituye una variable relevante para evaluar la robustez económica de las alternativas híbridas. Asimismo, los costos de inversión utilizados corresponden a referencias internacionales IRENA y no a cotizaciones específicas para un centro remoto en Aysén, por lo que resulta pertinente analizar el efecto de posibles incrementos de CAPEX sobre el periodo de recuperación.

La Tabla **15** presenta el análisis de sensibilidad económica para las alternativas híbridas seleccionadas, combinando tres escenarios de precio del diésel observados en la Región de Aysén durante 2025 —precio mínimo de 1.040 CLP/litro, precio promedio base de 1.159 CLP/litro y precio máximo de 1.337 CLP/litro— con tres escenarios de inversión: CAPEX de referencia base, CAPEX con incremento de 25 % y CAPEX con incremento de 50 %.

Para James, el payback simple de la alternativa híbrida varía entre 2,66 años —escenario de precio alto y CAPEX base— y 5,12 años —escenario de precio bajo y CAPEX incrementado en 50 %—. Para Williams, el rango se extiende desde 2,26 años hasta 4,36 años bajo los mismos extremos. En todos los escenarios evaluados, ambas alternativas híbridas mantienen periodos de recuperación inferiores a 6 años, lo que indica que la conveniencia económica de estas soluciones es robusta frente a variaciones moderadas tanto en el precio del combustible como en los costos de inversión.

El precio del diésel ejerce un efecto más pronunciado sobre el payback que el incremento de CAPEX, en particular para las configuraciones de menor inversión. Un aumento del precio del diésel desde el nivel base hasta el nivel alto reduce el payback en aproximadamente 0,4 años para James y 0,3 años para Williams con CAPEX base, mientras que un incremento del 50 % en el CAPEX aumenta el payback en aproximadamente 1,5 años respecto del escenario base de precio. Este resultado es consistente con la lógica del indicador: dado que el ahorro de combustible domina el denominador del payback, su variación tiene mayor incidencia relativa que cambios proporcionales en la inversión inicial.

Estos resultados refuerzan el argumento de que las alternativas híbridas representan una opción económicamente sólida para reducir el consumo de diésel, incluso bajo condiciones conservadoras de precio de combustible y sobre costo de instalación. Para las soluciones autónomas

robustas, cuyo payback frente al escenario 100 % diésel se estima en 9,23 años para James y 9,39 años para Williams con precio base, un incremento al precio alto del diésel reduciría estos periodos a aproximadamente 8,0 y 8,1 años respectivamente, fortaleciendo su viabilidad económica en escenarios de mayor costo del combustible.

10.12. Validación de sensibilidad de las soluciones robustas

Las soluciones robustas finales fueron evaluadas nuevamente bajo todos los escenarios de sensibilidad. Los resultados se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16: Validación de soluciones robustas bajo escenarios de sensibilidad

Escenario	ENS James [kWh/año]	Horas James	ENS Williams [kWh/año]	Horas Williams
Base	0	0	0	0
Demanda +5 %	0	0	0	0
Demanda +10 %	0	0	0	0
Recurso -5 %	0	0	0	0
Recurso -10 %	0	0	0	0
BESS degradado 10 %	0	0	0	0
Conservador moderado	0	0	0	0
BESS degradado 20 %	42	2	24	2
Conservador severo	3.289	53	3.038	54

Las soluciones robustas mantienen autonomía en el escenario base, en los escenarios individuales de demanda aumentada hasta 10 %, recurso renovable reducido hasta 10 % y degradación del BESS de 10 %. Además, cumplen el escenario conservador moderado utilizado como criterio de diseño.

Sin embargo, ambas configuraciones presentan energía no suministrada frente a una degradación aislada del BESS de 20 % y frente al escenario conservador severo, que combina aumento de demanda, reducción de recurso y degradación más exigente del almacenamiento. Esto indica que las soluciones robustas no deben interpretarse como diseños capaces de resistir cualquier condición extrema, sino como configuraciones dimensionadas para mantener continuidad bajo un

escenario moderado de incertidumbre operacional.

10.13. Comparación económica final: alternativa híbrida versus autónoma robusta

Finalmente, se comparó la alternativa autónoma robusta con la alternativa híbrida seleccionada para cada centro. Esta comparación permite cuantificar el costo adicional asociado a eliminar completamente el uso operacional de diésel.

Tabla 17: Comparación económica entre solución híbrida y autónoma robusta

Centro	CAPEX híbrido	CAPEX autónomo	Incremento	Multiplicador	Payback vs. diésel
James	381,07	1.743,62	1.362,55	4,58	9,23
Williams	282,05	1.650,27	1.368,23	5,85	9,39

Nota: CAPEX e incremento expresados en millones de CLP; payback expresado en años.

Para visualizar la magnitud de la diferencia económica entre ambas estrategias, la Figura 10 presenta una comparación del CAPEX y del periodo simple de recuperación de la alternativa híbrida y la solución autónoma robusta para ambos centros.

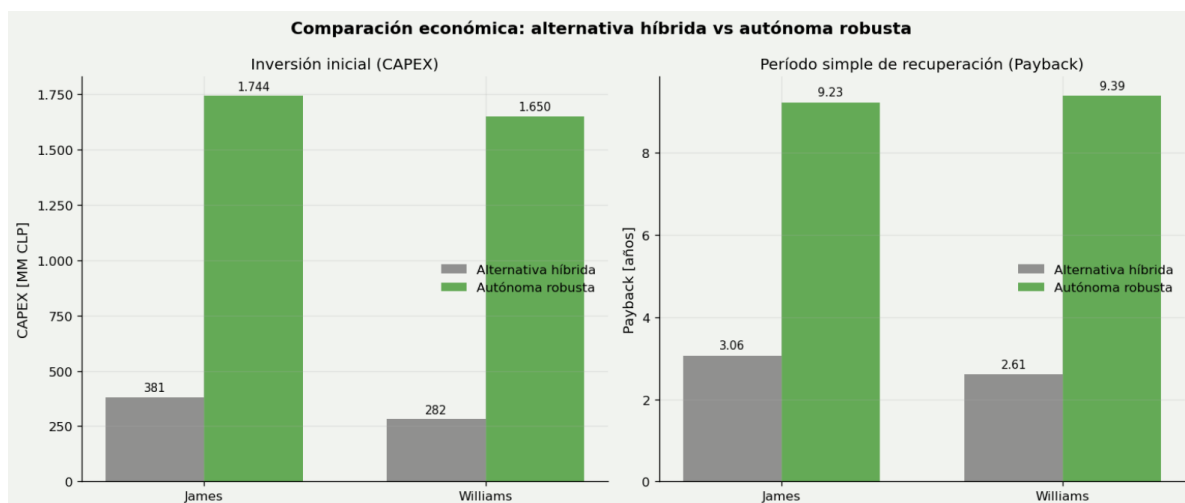


Figura 10: Comparación económica entre alternativa híbrida y solución autónoma robusta.

Como se observa en la Figura 10, las soluciones autónomas robustas requieren una inversión inicial considerablemente superior a las alternativas híbridas en ambos centros. Aunque estas configuraciones permiten eliminar el uso operacional de diésel, su mayor CAPEX se traduce en periodos de recuperación más largos frente al escenario base diésel. En contraste, las alternativas híbridas presentan menores inversiones y paybacks más bajos, por lo que resultan económicamente más atractivas cuando el objetivo principal es reducir el consumo de combustible sin eliminarlo completamente.

Para James, la solución autónoma robusta requiere 1.743,62 millones de CLP, mientras que la alternativa híbrida comparable requiere 381,07 millones de CLP. Esto representa una inversión adicional de 1.362,55 millones de CLP y un CAPEX 4,58 veces superior. Frente a un escenario completamente dependiente de diésel, el payback simple de la solución robusta se estima en 9,23 años.

Para Williams, la solución autónoma robusta requiere 1.650,27 millones de CLP, en comparación con 282,05 millones de CLP de la alternativa híbrida. La inversión adicional es de 1.368,23 millones de CLP y el CAPEX autónomo robusto equivale a 5,85 veces el CAPEX híbrido. El payback simple frente a una operación completamente diésel se estima en 9,39 años.

Además, al comparar la solución autónoma robusta de forma incremental respecto de la alternativa híbrida, el periodo de recuperación asociado a eliminar el consumo residual de diésel aumenta significativamente.

Tabla 18: Payback incremental de autonomía robusta respecto de la alternativa híbrida

Centro	Payback incremental vs. híbrido [años]
James	21,11
Williams	20,27

Estos resultados evidencian el compromiso económico entre sustitución parcial y total del diésel. Las alternativas híbridas permiten reducir una parte importante del consumo de combustible con inversiones menores y paybacks más bajos. En cambio, las alternativas autónomas robustas eliminan el uso operacional de diésel bajo el escenario moderado evaluado, pero requieren inversiones considerablemente superiores.

10.14. Síntesis de resultados

La Tabla 19 resume las configuraciones finales recomendadas y su comparación con las alternativas híbridas.

Tabla 19: Síntesis de alternativas finales por centro

Centro	Tipo de alternativa	FV [kWp]	Eólico [kW]	BESS [kWh]	CAPEX [MM CLP]
James	Híbrida comparativa	100	300	100	381,07
James	Autónoma robusta propuesta	800	575	3.550	1.743,62
Williams	Híbrida comparativa	100	200	100	282,05
Williams	Autónoma robusta propuesta	775	525	3.400	1.650,27

Los resultados muestran que es técnicamente posible sustituir la generación diésel por alternativas renovables autónomas en los centros James y Williams bajo el año horario modelado y bajo un escenario conservador moderado de sensibilidad. La alternativa final propuesta corresponde a sistemas compuestos por generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento BESS de gran capacidad.

Para James, la solución autónoma robusta propuesta considera 800 kWp fotovoltaicos, 575 kW eólicos y 3.550 kWh de BESS. Para Williams, la solución considera 775 kWp fotovoltaicos, 525 kW eólicos y 3.400 kWh de BESS. Ambas configuraciones eliminan el uso operacional de diésel bajo el escenario moderado definido y mantienen energía no suministrada igual a cero.

Sin embargo, la sustitución total del diésel implica un aumento importante de inversión res-

pecto de una solución híbrida. Por lo tanto, la decisión entre una alternativa híbrida y una autónoma depende del objetivo prioritario del proyecto. Si se busca minimizar inversión y obtener retornos más rápidos, la alternativa híbrida resulta más favorable. Si el objetivo principal es eliminar la dependencia operacional de combustible fósil y avanzar hacia una operación energéticamente más sustentable, la alternativa autónoma robusta constituye la opción técnicamente coherente, aunque económicamente más exigente.

11. Conclusiones

La presente memoria evaluó la factibilidad técnica, económica y ambiental operacional de incorporar energías renovables para reducir o sustituir la generación diésel en centros de cultivo salmonero *off-grid* de la Región de Aysén. A partir de la modelación horaria de los centros James y Williams, se analizaron alternativas con distintos niveles de penetración renovable, incluyendo configuraciones híbridas con generación diésel residual y configuraciones autónomas basadas en generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento BESS.

Los resultados permiten concluir que la sustitución operacional de la generación diésel es técnicamente factible para ambos centros bajo las condiciones modeladas. Sin embargo, dicha sustitución requiere capacidades renovables y de almacenamiento significativamente superiores a las necesarias para una solución híbrida de reducción parcial del combustible. Esto evidencia que avanzar hacia una operación energéticamente más sustentable implica asumir una mayor complejidad técnica y un aumento relevante de inversión inicial.

En la etapa de caracterización energética se determinó que la demanda anual modelada corresponde aproximadamente a 565.532 kWh/año para James y 526.064 kWh/año para Williams. Estos valores permitieron dimensionar y comparar alternativas bajo una resolución horaria, aspecto fundamental para sistemas aislados. El análisis confirmó que no basta con que la generación renovable anual sea superior a la demanda anual, ya que la continuidad operacional depende de la coincidencia horaria entre demanda, generación disponible y capacidad de almacenamiento.

La evaluación inicial de configuraciones híbridas mostró que estas alternativas pueden reducir de forma importante el consumo de diésel con inversiones relativamente menores. Para James, la alternativa híbrida mixta de 100 kWp fotovoltaicos, 300 kW eólicos y 100 kWh de BESS

presentó un CAPEX aproximado de 381,07 millones de CLP y un payback simple de 3,06 años. Para Williams, la alternativa híbrida de 100 kWp fotovoltaicos, 200 kW eólicos y 100 kWh de BESS presentó un CAPEX aproximado de 282,05 millones de CLP y un payback simple de 2,61 años. Estos resultados demuestran que las soluciones híbridas son económicamente atractivas para reducir combustible, costos y emisiones operacionales.

No obstante, al retirar el respaldo diésel de dichas configuraciones híbridas, ambas presentaron energía no suministrada. En James, la alternativa híbrida generó aproximadamente 193.206 kWh/año de ENS en 4.073 horas, mientras que en Williams se obtuvieron aproximadamente 202.017 kWh/año de ENS en 4.552 horas. Esto confirma que las alternativas híbridas seleccionadas son adecuadas para sustitución parcial del diésel, pero no permiten eliminar completamente su uso operacional.

Posteriormente, el dimensionamiento autónomo permitió identificar configuraciones capaces de abastecer la demanda horaria sin generación diésel en el escenario base 2025. Para James, la solución autónoma mínima correspondió a 700 kWp fotovoltaicos, 525 kW eólicos y 3.100 kWh de BESS. Para Williams, la configuración mínima correspondió a 700 kWp fotovoltaicos, 475 kW eólicos y 2.900 kWh de BESS. Ambas lograron ENS igual a cero en el escenario base, pero con márgenes reducidos sobre el estado mínimo de carga del BESS, lo que evidenció una baja robustez frente a variaciones operacionales.

El análisis de sensibilidad confirmó esta limitación. Las soluciones autónomas mínimas perdieron continuidad de suministro ante incrementos de demanda, reducciones del recurso renovable o disminuciones de la capacidad efectiva del almacenamiento. Por esta razón, se realizó un redimensionamiento bajo un escenario conservador moderado, compuesto por un aumento de 5 % en la demanda, una reducción de 5 % en la generación fotovoltaica y eólica, y una reducción de

10 % en la capacidad efectiva del BESS.

Como resultado final, se propusieron soluciones autónomas robustas para ambos centros. Para James, la configuración recomendada corresponde a 800 kWp fotovoltaicos, 575 kW eólicos y 3.550 kWh de BESS. Para Williams, la configuración recomendada corresponde a 775 kWp fotovoltaicos, 525 kW eólicos y 3.400 kWh de BESS. Estas alternativas mantienen energía no suministrada igual a cero y cero horas con déficit bajo el escenario conservador moderado, cumpliendo así el criterio de robustez definido en la investigación.

Desde el punto de vista económico, las soluciones autónomas robustas presentan una inversión considerablemente mayor que las alternativas híbridas. Para James, el CAPEX de la solución autónoma robusta alcanza aproximadamente 1.743,62 millones de CLP, equivalente a 4,58 veces el CAPEX de la alternativa híbrida comparable. Para Williams, el CAPEX robusto alcanza aproximadamente 1.650,27 millones de CLP, equivalente a 5,85 veces el CAPEX híbrido. Esto demuestra que eliminar completamente el diésel requiere una inversión inicial sustancialmente mayor que reducir parcialmente su consumo.

A pesar de su mayor inversión, las soluciones autónomas robustas presentan paybacks simples de aproximadamente 9,23 años para James y 9,39 años para Williams cuando se comparan frente a un escenario base completamente dependiente de diésel. Por lo tanto, desde esta perspectiva, la sustitución total del combustible puede resultar económicamente justificable dentro de un horizonte de vida útil de los activos. Sin embargo, al compararlas de forma incremental frente a las alternativas híbridas, el payback aumenta a aproximadamente 21,11 años para James y 20,27 años para Williams, lo que indica que eliminar el consumo residual de diésel es económicamente más exigente que lograr una reducción parcial.

En términos ambientales operacionales, la principal ventaja de las soluciones autónomas

robustas es la eliminación del consumo de diésel durante la operación modelada, lo que implica eliminar las emisiones directas asociadas a la generación eléctrica fósil en los centros estudiados. Esta condición permite avanzar hacia una operación más sustentable y menos dependiente de combustibles fósiles. No obstante, el análisis ambiental desarrollado se limita a emisiones operacionales evitadas y no incorpora una evaluación de ciclo de vida ni impactos asociados a fabricación, transporte, instalación o disposición final de los equipos.

Los resultados también muestran que la autonomía renovable requiere un alto nivel de sobredimensionamiento de generación y almacenamiento. Las soluciones autónomas presentan excedentes renovables elevados, lo que indica que una proporción importante de la energía generada no es aprovechada por la demanda ni por el BESS. Esto representa una oportunidad para mejorar la eficiencia económica futura mediante usos complementarios de excedentes, tales como electrificación de cargas adicionales, gestión térmica, apoyo a otras instalaciones o expansión de demanda productiva.

En síntesis, la investigación demuestra que es posible reemplazar la generación diésel por alternativas renovables en centros salmoneros aislados bajo las condiciones modeladas, pero que la solución final depende del objetivo prioritario del proyecto. Si la prioridad es minimizar inversión y obtener retornos económicos rápidos, las alternativas híbridas resultan más convenientes. Si la prioridad es avanzar hacia una operación sin consumo operacional de combustibles fósiles, la solución autónoma robusta constituye la alternativa técnicamente coherente, aunque con mayor CAPEX y mayores excedentes energéticos.

Por lo tanto, se concluye que las configuraciones autónomas robustas propuestas representan una alternativa técnicamente factible y ambientalmente más sustentable para los centros James y Williams, siempre que se reconozcan sus mayores requerimientos de inversión y las limitacio-

nes del análisis. La decisión de implementación deberá considerar no solo el retorno económico directo, sino también el valor estratégico de reducir la dependencia fósil, disminuir emisiones operacionales y avanzar hacia una salmonicultura energéticamente más sustentable.

Referencias

- Garavelli, L., Freeman, M., Tugade, L., Greene, D., and McNally, J. (2022). Offshore aquaculture: A market for ocean renewable energy. Technical report, Ocean Energy Systems, International Energy Agency.
- Manolache, M., Manolache, A. I., and Andrei, G. (2025). Floating solar energy systems: A review of economic feasibility and cross-sector integration with marine renewable energy, aquaculture and hydrogen. *Journal of Marine Science and Engineering*, 13(8):1404.
- SalmonChile (2024). IX informe de sustentabilidad 2023. Technical report, SalmonChile A.G.
- Scroggins, R. E., Fry, J. P., Brown, M., et al. (2022). Renewable energy in fisheries and aquaculture: Case studies from the United States. *Journal of Cleaner Production*, 376:134153.
- Subsecretaría de Pesca y Acuicultura (2025). Informe final: Estandarización de conceptos en acuicultura. Technical report, Gobierno de Chile.
- Syse, H. L. (2016). Investigating off-grid energy solutions for the salmon farming industry. Master's thesis, University of Strathclyde.
- Trapani, K. and Redón Santafé, M. (2015). A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(4):524–532.
- Vo, T. T. E., Ko, H., Huh, J.-H., and Park, N. (2021). Overview of solar energy for aquaculture: The potential and future trends. *Energies*, 14(21):6923.
- World Intellectual Property Organization (2022). Energy transition in fisheries and aquaculture. Green Technology Book, WIPO.