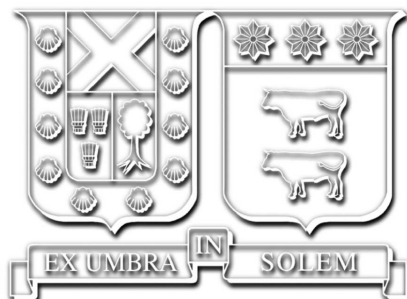


Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



“DESARROLLO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA, INTEGRADO AL NEXO AGUA–ENERGÍA–ALIMENTOS QUE PERMITA LA GESTIÓN INTEGRAL DE RECURSOS EN UNA MICRORRED AISLADA DEL NORTE DE CHILE, MEDIANTE MODELOS DE OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO”.

JUAN PABLO MÉNDEZ MÉNDEZ.

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesores Guías

DR. Danny Espín Sarzosa

DR. Felipe Valencia Arroyave

14 de octubre de 2026

Este trabajo fue apoyado por la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), mediante el proyecto PI_LII_25_10; por la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (ANID–Chile), a través del proyecto Fondecyt N.º 11261462; por el Solar Energy Research Center (SERC Chile), mediante el proyecto CIN250043; y por el Innovation Center for Sustainable Energy Transition, mediante el proyecto CTI250019.



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: Desarrollo de un sistema de gestión de energía, integrado al nexo agua–energía–alimentos que permita la gestión integral de recursos en una microrred aislada del norte de Chile, mediante modelos de optimización multiobjetivo

Nombre del candidato(a): Juan Pablo Méndez Méndez

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Casa Central **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Danny Alexander Espín Sarzosa, 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: 22/10/2026.

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 22/10/2026

Firma: 

«*Men at some time are masters of their fates.*»

— William Shakespeare, *Julius Caesar* , Act I, Scene II

Agradecimientos

Quiero comenzar agradeciendo a mis padres por su apoyo durante toda esta etapa. Sin ustedes no podría haber logrado nada de lo que he hecho hasta ahora. Gracias por siempre entenderme, preocuparse por mí, darme cariño y confiar en mí, incluso en los momentos en que ni yo mismo lo hacía. Les prometo que voy a tratar de devolverles todo lo que me han dado.

Agradezco a mis hermanos, quienes siempre han sido una parte importante de mi día a día. Gracias por sacarme, aunque sea un ratito, de mi mundo de encierro en la universidad, hacerme reír y disfrutar de las cosas simples. Voy a estar siempre agradecido de que me sigan tratando como el hermano chico.

A mi tía, quien siempre me ayudó, escuchó y aconsejó en mis momentos difíciles, gracias por todo. A mi familia, abuelas, tíos, primos y todos aquellos que me brindaron ayuda cuando la necesité. Una mención especial a mis mascotas, mis perritas y mi gata, que siempre van a ser parte de mi vida. Ojalá pudieran saber la cantidad de amor que me dan.

Gracias a todos mis amigos de la universidad: Vixo, Levi, Alfonso, Benja, Nico, Sella y Stefan. Muchas gracias por todos los ratos que pasamos juntos, de una u otra manera, estudiando o jugando, haciendo deporte o tomando un cafecito, conversando o peleando. Gracias por acompañarme en esta etapa que compartimos, y solo nosotros vamos a saber el esfuerzo que le pusimos. A mis amigos de Río Bueno, Agapito, Monchito y Rosales, gracias por mantenerse siempre en contacto y estar ahí a pesar de la distancia. Gracias a ti, también.

Agradezco a mi profesor guía, Danny Espín, por confiar en mí para ser parte de este proyecto. Gracias por ayudarme siempre, no solo a darme cuenta de mis errores, sino también a comprenderlos para poder mejorar. También le agradezco por darme la oportunidad de viajar, algo que nunca voy a olvidar. Quiero mencionar también la gran ayuda que fue el profesor Felipe Valencia, quien siempre nos apoyó y llegó con más de alguna solución o consejo para nuestros problemas.

Por último, agradezco a mis compañeros de proyecto, quienes fueron un pilar fundamental para poder terminar este documento. Gracias por el apoyo para sacar uno que otro dato, por escucharnos cuando teníamos problemas con el proyecto y por solucionarlos juntos. Aprovecho de agradecer a la comunidad atacameña de Socaire, que nos recibió con mucho cariño y hospitalidad.

Fue una linda etapa, la disfruté mucho y me llevo recuerdos y personas que siempre tendrán un lugar especial en mi vida.

Índice general

1	Introducción	1
1.1	Justificación del tema	1
1.2	Objetivos	3
1.2.1	Objetivo general	3
1.2.2	Objetivos específicos	3
1.3	Estructuración del trabajo	3
2	Marco teórico	5
2.1	Comunidades aisladas en zonas áridas en Chile	5
2.1.1	Condición de aridez	5
2.1.2	Condición de aislamiento	6
2.2	<i>Water–Energy–Food Nexus</i>	7
2.2.1	Definición del nexo WEF	7
2.2.2	El nexo WEF como problema de decisión	8
2.2.3	Escalas de aplicación del nexo WEF	9
2.3	Microrredes	9
2.3.1	Modos de operación de una MG	10
2.3.2	Arquitecturas de control en MGs	11
2.4	<i>Energy Management System</i>	13
2.4.1	Funciones y arquitectura del EMS	13
2.4.2	Enfoques de formulación matemática de un EMS	14
2.4.3	EMS basados en programación matemática	15
2.5	EMS integrado al nexo WEF	16
2.5.1	Subsistema de Agua	17
2.5.2	Subsistema de Energía	19
2.5.3	Subsistema Alimentario	22
2.6	Análisis Multiobjetivo	26
2.6.1	Planteamiento general del problema multiobjetivo	27
2.6.2	Optimalidad y convexidad de la frontera de Pareto	27
2.6.3	Métodos de resolución multiobjetivo	29
3	Metodología	31
3.1	Etapa I: Caracterización y datos	32
3.1.1	Subsistema de Agua	32
3.1.2	Subsistema de Energía	36
3.1.3	Subsistema Alimentario	40
3.1.4	Base de datos integrada	43
3.2	Etapa II: Formulación e implementación del EMS-WEF	45

3.2.1	Subsistema de Agua	46
3.2.2	Subsistema de Energía	51
3.2.3	Subsistema Alimentario	53
3.2.4	Acoplamiento del nexo WEF	56
3.2.5	Horizonte deslizante con ventana de tiempo variable	57
3.2.6	Implementación computacional	59
3.2.7	Definición de escenarios y métricas de evaluación	59
3.2.8	Resolución del EMS como problema multiobjetivo	60
3.3	Etapas III: Evaluación y análisis	62
3.3.1	Análisis del frente de Pareto	63
3.3.2	Análisis de resultados por subsistema	64
3.3.3	Análisis de escenarios	65
4	Caso de estudio: Comunidad Atacameña de Socaire	66
4.1	Ubicación y contexto	66
4.2	Interacciones del nexo WEF en Socaire	67
4.3	Subsistema de Agua de Socaire	68
4.3.1	Arquitectura del sistema hídrico local	68
4.3.2	Registro oficial de caudal	71
4.3.3	Construcción del año típico de caudal	72
4.3.4	Contraste entre el registro oficial y los aforos locales	73
4.3.5	Parámetros del embalse de regulación	74
4.3.6	Infraestructura y parámetros operativos del riego en Socaire	75
4.3.7	Límites de caudal de la turbina hidroeléctrica	75
4.4	Subsistema de Energía de Socaire	76
4.4.1	Arquitectura del sistema	76
4.4.2	Medición en terreno del sistema eléctrico	77
4.4.3	Demanda eléctrica del sistema	79
4.4.4	Pérdidas eléctricas del sistema	83
4.4.5	Recurso solar y sistema fotovoltaico	84
4.4.6	Generación hidroeléctrica	87
4.4.7	Generación diésel	88
4.4.8	Sistema de almacenamiento BESS	88
4.4.9	Aspectos económicos	89
4.5	Subsistema Alimentario de Socaire	91
4.5.1	Evapotranspiración de referencia	91
4.5.2	Estructura productiva y superficies	92
4.5.3	Calendario agronómico y etapas fenológicas	93
4.5.4	Parametrización agronómica	94
4.5.5	Precipitación	98
4.5.6	Organización actual del riego	99
4.6	Estructura de experimentos realizados	99
4.6.1	Representación de la operación de Socaire	100
4.6.2	Escenarios EMS-WEF	101
4.6.3	Alcance temporal del análisis	102
4.6.4	Aspectos computacionales	103
5	Resultados	104

5.1	Criterio de lectura de los escenarios	104
5.2	Objetivos anuales y composición del costo modelado	104
5.2.1	Respuesta de la flexibilidad E1–E3	106
5.3	Asignación del riego y respuesta hídrica de los cultivos	107
5.3.1	Recorrido del agua y riego neto aplicado	110
5.4	Variación estacional y comportamiento operativo	112
5.4.1	Ejemplos de despacho y rutas de agua	113
5.4.2	Ejemplo de programación del riego	115
5.4.3	Generación hidroeléctrica y recuperación de agua bajo distintos pesos	115
5.5	Políticas multiobjetivo e implicaciones de implementación	117
5.5.1	Comparación eléctrica con los escenarios S01 y S02	118
5.5.2	Esfuerzo computacional y aplicación operativa	118
6	Conclusiones y trabajo futuro	120
6.1	Conclusiones generales	120
6.2	Conclusiones de las interacciones WEF	120
6.3	Síntesis final	122
6.4	Trabajo futuro	122

Índice de figuras

2.1	Zonas áridas y semiáridas en Chile períodos 1986 - 2005 y 2081- 2100.	5
2.2	Relaciones principales del nexo WEF.	8
2.3	Esquema general de una MG.	11
2.4	Esquemas de implementación del control en MGs.	12
2.5	Funciones principales de un EMS en una MG.	14
2.6	EMS convencional e integrado WEF.	16
2.7	Esquema conceptual de fuentes, almacenamiento y usos del agua en el subsistema hídrico.	18
2.8	Relación entre TAW , RAW y el agotamiento hídrico radicular.	24
2.9	Balance hídrico en la zona radicular.	25
2.10	Espacio de decisión y frontera de Pareto en el espacio objetivo.	28
2.11	Dominancia de Pareto en dos objetivos.	28
2.12	Escalarización lineal sobre fronteras de Pareto convexas y no convexas.	29
3.1	Diagrama metodológico. Elaboración propia.	31
3.2	Capas de modelación y cálculos estocásticos de RAMP.	37
3.3	Curva generalizada del coeficiente único del cultivo K_c	41
3.4	Esquema del procedimiento de horizonte deslizante. Elaboración propia.	58
3.5	Discretización temporal variable de la ventana nominal de 48 horas. Elaboración propia.	58
4.1	Ubicación geográfica de Socaire, Región de Antofagasta.	66
4.2	Interacciones del nexo WEF en Socaire.	67
4.3	Ubicación de la quebrada Nacimiento respecto de Socaire. Elaboración propia sobre imagen de Google Earth.	68
4.4	Infraestructura y regulación del sistema hídrico de Socaire. Fotografías de terreno.	69
4.5	Distribución de caudales del sistema hídrico de Socaire. Elaboración propia.	69
4.6	Registro de caudales medios diarios de la estación Canal Cuno en Socaire durante el período 2013–2023.	71
4.7	Año típico de caudal obtenido mediante la mediana diaria y la banda intercuartil de los registros DGA del período 2013–2023.	72
4.8	Plano del embalse de regulación, elaborado a partir de mediciones de terreno y ante- cedentes proporcionados por la comunidad.	74
4.9	Diagrama unifilar de las configuraciones actual y propuesta para la microrred de Socaire.	76
4.10	Potencia activa medida en terreno entre el 29 de agosto y el 4 de septiembre de 2023.	78
4.11	Perfil de potencia activa del 3 de septiembre de 2023, día de mayor demanda medida.	79
4.12	Evolución anual de la demanda eléctrica actual, representada mediante el intervalo diario de potencia y la potencia media diaria.	80
4.13	Caracterización semanal e intradiaria de la demanda eléctrica actual.	81

4.14	Evolución anual de la demanda eléctrica futura, representada mediante el intervalo diario de potencia y la potencia media diaria.	82
4.15	Caracterización semanal e intradiaria de la demanda eléctrica futura.	83
4.16	Evolución anual de las pérdidas eléctricas, representada mediante el intervalo diario y la media diaria para ambas condiciones de demanda.	84
4.17	Perfil horario promedio de la irradiancia global horizontal por estación del año. . . .	84
4.18	Potencia FV disponible para la planta de 100 kWp por estación del año.	86
4.19	Comparación de la demanda eléctrica actual y futura con la potencia FV disponible. .	86
4.20	Turbina Pelton y generador síncrono que conforman la unidad hidroeléctrica actual de Socaire.	87
4.21	Evapotranspiración de referencia registrada en la estación INIA Socaire durante 2023. .	92
4.22	Infraestructura productiva agrícola de Socaire.	93
4.23	Precipitación registrada en la estación INIA Socaire durante 2023.	98
4.24	Configuraciones eléctricas y niveles de flexibilidad de los escenarios evaluados.	99
5.1	Composición de f_1 anual con $\omega_1 = 0,50$: penalización SR/disipación y restantes términos modelados. Elaboración propia.	106
5.2	Cocientes mensuales de evapotranspiración por cultivo dentro de las trayectorias anuales con $\omega_1 = 0,50$. Los meses con $ET_c = 0$ se dejan sin cociente. Elaboración propia. .	108
5.3	Cambio del riego neto anual por cultivo entre E3 y E1, bajo cada demanda y con $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	110
5.4	Variación mensual de las trayectorias anuales a $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	112
5.5	Despacho eléctrico y rutas de agua en dos días del escenario S08 a $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	114
5.6	Horas diarias de apertura por cultivo del 18 al 24 de enero en el escenario S04, a $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	115
5.7	Generación y rutas de agua del escenario S08 bajo dos pesos, el 25 de julio. Elaboración propia.	116
5.8	Sensibilidad de las cinco políticas evaluadas en E3. Las cruces identifican políticas dominadas dentro de cada conjunto. Elaboración propia.	117

Índice de tablas

3.1	Estructura general de la base de datos integrada.	44
3.2	Estructura general de la matriz de escenarios de operación.	60
4.1	Parámetros de conducción y distribución del sistema hídrico de Socaire.	70
4.2	Resumen del registro de caudal utilizado.	71
4.3	Síntesis del año típico de caudal construido a partir del registro oficial.	72
4.4	Aforos puntuales realizados en el sistema hídrico de Socaire.	73
4.5	Parámetros operativos del embalse de regulación.	75
4.6	Estadísticos del perfil anual de demanda eléctrica actual.	80
4.7	Estadísticos del perfil anual de demanda eléctrica futura.	82
4.8	Indicadores de las pérdidas eléctricas utilizadas por el EMS.	83
4.9	Características del módulo fotovoltaico seleccionado.	85
4.10	Dimensionamiento fotovoltaico utilizado en el caso de estudio.	85
4.11	Parámetros esenciales de la unidad hidroeléctrica actual de Socaire.	87
4.12	Parámetros técnicos del generador diésel.	88
4.13	Parámetros técnicos y operativos del BESS adoptados en el EMS-WEF.	89
4.14	Parámetros económicos unitarios adoptados en el EMS-WEF de Socaire.	91
4.15	Unidades de cultivo y superficies consideradas para el sistema agrícola de Socaire. . .	93
4.16	Calendario mensual de actividad de los cultivos considerados en el modelo.	94
4.17	Coeficientes de cultivo base por etapa fenológica.	95
4.18	Parámetros comunes del suelo adoptados para una textura franco arenosa.	96
4.19	Profundidad radicular, fracción de agotamiento y reservas de agua por cultivo, calculadas mediante (3.63) y (3.64).	96
4.20	Coeficientes K_y adoptados por etapa.	97
4.21	Eficiencia de aplicación del EMS-WEF y agotamiento semilla del preacondicionamiento por unidad de cultivo.	98
4.22	Matriz de escenarios utilizada en el caso de estudio.	100
4.23	Duración máxima diaria de riego por cultivo y escenario (h/día).	101
4.24	Combinaciones de pesos utilizadas en el WSM normalizado.	102
5.1	Resultados anuales implementados a $\omega_1 = 0,50$. Riego neto en 10^3 m^3 y energías en MWh. Elaboración propia.	105
5.2	Cambios entre niveles de flexibilidad con $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	107
5.3	Cocientes anuales de evapotranspiración por cultivo en los escenarios S03–S08 con $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	110
5.4	Volúmenes del recorrido hídrico del escenario S08, año continuo y $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	111
5.5	Volumen equivalente de ET_c y riego neto por cultivo en el escenario S08, año continuo y $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.	111

5.6	Comparación eléctrica durante enero, abril, julio y octubre. Energías en MWh. Elaboración propia.	118
5.7	Esfuerzo de formulación y resolución acumulado de las cinco políticas por escenario. Estadísticas por instante en segundos. Elaboración propia.	119

Nomenclatura

Índices y conjuntos

- k : Índice del intervalo de tiempo del subsistema de Energía y del embalse.
- k_0 : Instante real en que se reoptimiza el sistema bajo el horizonte de tiempo variable, correspondiente al primer paso de la ventana de predicción vigente.
- k^- : Bloque anterior a k ; al inicio de una nueva ventana, representa la acción efectivamente implementada en la actualización anterior.
- t : Índice horario utilizado para la programación de las compuertas de riego.
- d : Índice del día del horizonte de análisis.
- i : Índice del cultivo o unidad agrícola.
- l : Índice de línea eléctrica, utilizado en el cálculo de pérdidas técnicas mediante QDS.
- j : Índice de transformador, utilizado en el cálculo de pérdidas técnicas mediante QDS.
- $\mathcal{K}$: Conjunto de intervalos de tiempo del subsistema de Energía.
- $\mathcal{K}_\Delta$: Conjunto de bloques en los que se conoce una potencia neta anterior del BESS para evaluar su cambio.
- $\mathcal{T}$: Conjunto de horas del horizonte de análisis.
- $\mathcal{T}^{\text{nom}}$: Subconjunto de horas de la ventana nominal de predicción, en las cuales pueden iniciarse eventos de riego.
- $\mathcal{D}$: Conjunto de días del horizonte de análisis.
- $\mathcal{C}$: Conjunto de cultivos considerados en el subsistema Alimentario.
- $\mathcal{C}^{\text{act}}$: Subconjunto de cultivos activos (en etapa fenológica vigente) dentro del subsistema Alimentario.
- $\mathcal{K}_d$: Conjunto de intervalos pertenecientes al día d , definido como $\mathcal{K}_d = \{k \in \mathcal{K} : d(k) = d\}$.
- $\mathcal{T}_d$: Conjunto de horas pertenecientes al día d , definido como $\mathcal{T}_d = \{t \in \mathcal{T} : d(t) = d\}$.
- $d(k)$: Función de mapeo que asigna a cada intervalo k el día d correspondiente.
- $d(t)$: Función de mapeo que asigna a cada hora t el día d correspondiente.
- $h(k)$: Función de mapeo que asigna a cada intervalo k la hora $t \in \mathcal{T}$ a la que pertenece.
- k_d^{end} : Último intervalo perteneciente al día d .
- t_H^{end} : Última hora modelada en la ventana de predicción, incluidas las horas auxiliares para completar eventos de riego.

Parámetros generales

- Δt_k : Duración del bloque k , expresada en h. Varía según la resolución temporal del horizonte deslizante (Sección 3.2.5).
- Δt_{base} : Duración del intervalo base de implementación y actualización de las decisiones del EMS-WEF.
- Δt_k^s : Duración del bloque k , expresada en s. Se define como $\Delta t_k^s = 3600 \Delta t_k$.

Parámetros del subsistema de Agua

- $Q_{\text{in}}(d)$: Caudal afluente medio diario al embalse en el día d , expresado en m^3/s .
- η_{in} : Factor de adecuación del perfil de caudal al punto de entrada del embalse.
- V^0 : Volumen inicial almacenado en el embalse, expresado en m^3 .
- $V^{\text{mín}}$: Volumen mínimo permitido en el embalse, expresado en m^3 .
- $V^{\text{máx}}$: Volumen máximo permitido en el embalse, expresado en m^3 .
- $V^{\text{mín,final}}$: Volumen mínimo exigido al cierre del período evaluado, expresado en m^3 .
- α_{cap} : Fracción del caudal turbinado que se pierde en la captación de la descarga de la turbina.
- $Q_{\text{rec}}^{\text{máx}}$: Capacidad máxima de la infraestructura de recuperación del caudal turbinado, expresada en m^3/s .
- $Q_{\text{dir}}^{\text{máx}}$: Capacidad máxima de la ruta directa entre el embalse y la confluencia, expresada en m^3/s .
- $Q_{\text{ext}}^{\text{máx}}$: Capacidad máxima conjunta del tramo de conducción de salida compartido por el caudal turbinado y el caudal de la ruta directa, expresada en m^3/s .
- $Q_{\text{spill}}^{\text{máx}}$: Capacidad máxima de descarga del vertedero del embalse, expresada en m^3/s .
- η_{rec} : Eficiencia de conducción de la ruta recuperada, entre la descarga de la turbina y la confluencia.
- η_{dir} : Eficiencia de conducción de la ruta directa, entre el embalse y la confluencia.
- β_{irr} : Fracción del caudal confluyente derivada hacia los sectores de riego modelados; el resto se destina a otros usos del sistema hídrico local.
- η_{dist} : Eficiencia de conducción del tramo de distribución, aplicada a la fracción del caudal confluyente destinada al riego antes de su asignación a las compuertas.
- $\eta_{\text{lat},i}$: Eficiencia de conducción del canal lateral entre la compuerta y el área del cultivo i .
- $Q_{\text{irr},i}^{\text{máx}}$: Caudal máximo del canal de riego dedicado al cultivo i cuando su compuerta se encuentra abierta, expresado en m^3/s .
- $\bar{T}_{\text{máx},i}$: Número máximo de horas de riego permitidas por día para el cultivo i , expresado en h.

- $T_{\min,i}$: Número mínimo de horas consecutivas que debe permanecer abierta la compuerta una vez iniciado un evento de riego del cultivo i , expresado en h.
- N_g : Número máximo de compuertas de riego que pueden operar de forma simultánea, según la capacidad de derivación conjunta de la red de canales.

Parámetros del subsistema de Energía

- $P_{\text{load}}(k)$: Demanda eléctrica del sistema en el intervalo k , expresada en kW.
- $P_{\text{loss}}(k)$: Pérdidas eléctricas del sistema en el intervalo k , expresadas en kW. Se obtiene mediante QDS como la suma de las pérdidas de cada línea l y transformador j de la red.
- $P_{\text{loss},l}(k)$: Pérdida técnica de la línea l en el intervalo k , obtenida mediante QDS, expresada en kW.
- $P_{\text{loss},j}^{\text{tr}}(k)$: Pérdida técnica del transformador j en el intervalo k , obtenida mediante QDS, expresada en kW.
- $P_{\text{pv}}^{\text{inst}}$: Potencia FV pico instalada del arreglo fotovoltaico, expresada en kWp.
- $P_{\text{pv}}^{\text{av}}(k)$: Potencia FV disponible en el bloque k , incorporada íntegramente al balance eléctrico y expresada en kW.
- η_{sys} : Eficiencia global del sistema FV, que representa de forma agregada las pérdidas asociadas al inversor, el cableado y la suciedad sobre los módulos.
- G_{ref} : Irradiancia de referencia utilizada para el cálculo de la potencia FV disponible, expresada en W/m^2 .
- $G(k)$: Irradiancia global horizontal registrada en el bloque k , expresada en W/m^2 .
- η_c : Eficiencia de carga del BESS.
- η_d : Eficiencia de descarga del BESS.
- $E_{\text{BESS}}^{\text{nom}}$: Energía nominal del BESS, expresada en kWh.
- SOC^0 : Estado de carga inicial del BESS, expresado en kWh.
- $SOC^{\min}$: Estado de carga mínimo permitido del BESS, expresado en kWh.
- $SOC^{\max}$: Estado de carga máximo permitido del BESS, expresado en kWh.
- $\bar{P}_{\text{ch}}$: Potencia máxima de carga del BESS, expresada en kW.
- $\bar{P}_{\text{dis}}$: Potencia máxima de descarga del BESS, expresada en kW.
- DoD : Profundidad de descarga del BESS, definida como $SOC^{\max} - SOC^{\min}$ en términos relativos a la energía nominal.
- N_{cyc} : Número de ciclos completos de carga y descarga garantizados por el fabricante del BESS.
- $E_{\text{throughput}}$: Energía total entregable por el BESS a lo largo de su vida útil garantizada, expresada en kWh.

- C_{cap} : Costo de inversión del BESS, expresado en USD.
- $C_{\text{O\&M}}$: Costo de operación y mantenimiento del BESS, expresado en USD.
- η_{ht} : Eficiencia global del conjunto hidráulico-eléctrico.
- ρ : Densidad del agua, expresada en kg/m^3 .
- g : Aceleración gravitacional, expresada en m/s^2 .
- H : Salto hidráulico neto, expresado en m.
- k_{hyd} : Constante de conversión hidroeléctrica, definida como $k_{\text{hyd}} = \eta_{\text{ht}} \rho g H / 1000$.
- $\underline{Q}_{\text{hyd}}$ ($Q_{\text{hyd}}^{\text{mín}}$): Caudal mínimo de operación de la unidad hidroeléctrica, expresado en m^3/s .
- $\bar{Q}_{\text{hyd}}$: Caudal máximo turbinable, expresado en m^3/s .
- $\bar{P}_{\text{hyd}}$: Potencia máxima hidroeléctrica, expresada en kW.
- $\bar{P}_{\text{diesel}}$: Potencia máxima del generador diésel, expresada en kW.
- $\bar{P}_{\text{SR}}$: Potencia máxima absorbida por las resistencias de seguridad del EMS-WEF, expresada en kW.
- s_{D} : Consumo específico de combustible del generador diésel, expresado en L/kWh .
- p_{D} : Precio de referencia del combustible diésel, expresado en USD/L .
- ϕ_{transp} : Recargo porcentual por transporte del combustible diésel hasta el emplazamiento.
- γ_{ENS} : Factor multiplicador que define el costo de la ENS respecto del mayor costo unitario de los recursos energéticos despachables considerados.
- c_{bess} : Costo unitario asociado a la descarga del BESS, expresado en USD/kWh .
- c_{hyd} : Costo unitario asociado a la generación hidroeléctrica, expresado en USD/kWh .
- c_{D} : Costo directo de generación diésel, expresado en USD/kWh . Se define como $c_{\text{D}} = s_{\text{D}} p_{\text{D}}$.
- $c_{\text{D}}^{\text{tot}}$ (c_{diesel}): Costo total de generación diésel, incluido el recargo por transporte, expresado en USD/kWh .
- c_{ENS} : Costo unitario asociado a la ENS, expresado en USD/kWh .
- c_{SR} : Costo por energía absorbida por las resistencias de seguridad del EMS-WEF, expresado en USD/kWh .
- κ_{B} : Costo por cambio de potencia neta del BESS entre bloques consecutivos, expresado en USD/kW por cambio.

Parámetros del subsistema Alimentario

- A_i : Superficie cultivada del cultivo i , expresada en ha.
- $A_i^{\text{m}^2}$: Superficie cultivada del cultivo i , expresada en m^2 . Se define como $A_i^{\text{m}^2} = 10^4 A_i$.
- $ET_0(d)$: Evapotranspiración de referencia en el día d , expresada en mm/d .
- $K_{c,i}(d)$: Coeficiente de cultivo del cultivo i en el día d .
- $ET_{c,i}(d)$: Evapotranspiración del cultivo i bajo condiciones estándar en el día d , expresada en mm/d . Se define como $ET_{c,i}(d) = K_{c,i}(d) ET_0(d)$.
- $\theta_{FC,i}$: Contenido de agua del suelo a capacidad de campo para el cultivo i .
- $\theta_{WP,i}$: Contenido de agua del suelo en punto de marchitez permanente para el cultivo i .
- $Z_{r,i}$: Profundidad efectiva de raíces del cultivo i , expresada en m.
- TAW_i : Agua total disponible en la zona radicular del cultivo i , expresada en mm.
- p_i : Fracción de agotamiento permisible sin estrés hídrico para el cultivo i .
- RAW_i : Agua fácilmente aprovechable por el cultivo i , expresada en mm.
- $Prec(d)$: Precipitación efectiva en el día d , expresada en mm.
- $D_{r,i}^0$: Agotamiento inicial de agua en la zona radicular del cultivo i , expresado en mm.
- $\eta_{r,i}$: Eficiencia de aplicación del sistema de riego del cultivo i .
- $\delta_i(d)$: Parámetro binario que indica si el cultivo i se encuentra en etapa fenológica activa durante el día d .
- $K_{y,i}(d)$: Coeficiente de respuesta del rendimiento al déficit hídrico del cultivo i durante la etapa fenológica correspondiente al día d .
- w_i^{def} : Peso normalizado asociado al déficit hídrico del cultivo i .

Variables del subsistema de Agua

- $\delta_i^{\text{irr}}(t)$: Variable binaria que indica el estado de la compuerta de riego del cultivo i durante la hora t . Toma valor 1 si la compuerta se encuentra abierta y 0 en caso contrario.
- $Q_{\text{out}}(k)$: Caudal disponible a la salida de la turbina para su recuperación, una vez descontada la captación de la descarga, en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{rec}}(k)$: Caudal turbinado efectivamente recuperado hacia el riego en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{ovf}}(k)$: Caudal a la salida de la turbina que no se recupera y continúa aguas abajo en el intervalo k , expresado en m^3/s . Es distinto del vertimiento directo desde el embalse.
- $Q_{\text{dir}}(k)$: Caudal derivado directamente desde el embalse hacia el riego, sin pasar por la turbina, en el intervalo k , expresado en m^3/s .

- $Q_{\text{excess}}(k)$: Caudal excedente que no puede permanecer almacenado en el embalse una vez descontado el caudal turbinado, repartido entre la ruta directa y el vertimiento, en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{spill}}(k)$: Caudal instantáneo vertido desde el embalse en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{mix}}(k)$: Caudal confluyente entre las rutas recuperada y directa, ya descontadas sus eficiencias de conducción, en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{disp}}(k)$: Fracción del caudal confluyente destinada al sistema de riego, antes de las pérdidas de distribución, en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{oth}}(k)$: Caudal confluyente no derivado hacia los cultivos modelados, destinado a otros usos del sistema hídrico local, en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{irr}}(k)$: Caudal disponible para la programación de las compuertas de riego, obtenido tras aplicar la eficiencia de distribución a $Q_{\text{disp}}(k)$, en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{loss}}^{\text{dist}}(k)$: Pérdidas de conducción asociadas al tramo de distribución, en el intervalo k , expresadas en m^3/s .
- $Q_{\text{irr},i}(k)$: Caudal instantáneo efectivamente recibido por el cultivo i a través de su compuerta en el intervalo k , expresado en m^3/s .
- $Q_{\text{unalloc}}(k)$: Diferencia entre el caudal disponible para riego y el caudal efectivamente entregado a los cultivos, en el intervalo k , expresada en m^3/s .
- $V_{\text{res}}^k(k)$: Volumen almacenado en el embalse al final del intervalo k , expresado en m^3 .
- $V_{\text{res}}(d)$: Volumen almacenado en el embalse al final del día d , expresado en m^3 .
- $V_{\text{hyd}}^{\text{day}}(d)$: Volumen total turbinado durante el día d , expresado en m^3 .
- $V_{\text{irr}}(d)$: Volumen total de agua de riego durante el día d , expresado en m^3 .

Variables del subsistema de Energía

- $P_{\text{bess}}^{\text{ch}}(k)$: Potencia de carga del BESS en el intervalo k , expresada en kW.
- $P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(k)$: Potencia de descarga del BESS en el intervalo k , expresada en kW.
- $P_{\text{BESS}}(k)$: Potencia neta del BESS, definida como $P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(k) - P_{\text{bess}}^{\text{ch}}(k)$; positiva en descarga y negativa en carga.
- S_k : Magnitud del cambio de potencia neta del BESS respecto de k^- , expresada en kW.
- $SOC(k)$: Estado de carga del BESS en el intervalo k , expresado en kWh.
- $\delta_{\text{bess}}(k)$: Variable binaria que define el modo de operación del BESS en el intervalo k . Toma valor 1 si la batería puede cargar y 0 si puede descargar.
- $P_{\text{hyd}}(k)$: Potencia generada por la unidad hidroeléctrica en el intervalo k , expresada en kW.
- $Q_{\text{hyd}}(k)$: Caudal turbinado por la unidad hidroeléctrica en el intervalo k , expresado en m^3/s .

- $P_{\text{diesel}}(k)$: Potencia generada por el generador diésel en el intervalo k , expresada en kW.
- $P_{\text{ENS}}(k)$: Potencia no suministrada en el intervalo k , expresada en kW.
- $P_{\text{SR}}(k)$: Potencia absorbida por las resistencias de seguridad del EMS-WEF en el intervalo k , expresada en kW.

Variables del subsistema Alimentario

- $I_i(d)$: Lámina de riego incorporada a la zona radicular del cultivo i en el día d , expresada en mm.
- $D_{r,i}(d)$: Agotamiento de agua en la zona radicular del cultivo i al final del día d , expresado en mm.
- $K_{s,i}(d)$: Coeficiente de estrés hídrico del cultivo i en el día d .
- $ET_{a,i}(d)$: Evapotranspiración real del cultivo i en el día d , expresada en mm/d.
- $DP_i(d)$: Percolación profunda del cultivo i en el día d , expresada en mm.
- $Y_{r,i}$: Indicador relativo de rendimiento del cultivo i bajo condiciones de disponibilidad hídrica real, adimensional y acotado en $[0, 1]$.

Funciones objetivo y variables auxiliares multiobjetivo

- f_1 : Función objetivo asociada al costo operativo del subsistema de Energía, incluido el costo de la energía absorbida por las resistencias de seguridad y de los cambios de potencia del BESS, expresada en USD.
- f_2 : Función objetivo asociada al déficit relativo de evapotranspiración del subsistema Alimentario, evaluada sobre la trayectoria implementada. Es adimensional.
- f_2^{win} : Contribución al déficit relativo de evapotranspiración proyectada dentro de la ventana de predicción vigente.
- f_2^{terminal} : Contribución asociada al estado hídrico de los cultivos al término de la ventana de predicción.
- f_2^{control} : Función agrícola de control utilizada durante la resolución con horizonte deslizante, definida como $f_2^{\text{win}} + f_2^{\text{terminal}}$.
- f_1^* : Valor mínimo del problema primario de costo que define el ancla. Su notación no certifica que se haya alcanzado el óptimo exacto.
- f_2^* : Mejor valor individual de la función objetivo del subsistema Alimentario, evaluada sobre las políticas implementadas; junto con f_1^* define el punto utópico utilizado en el análisis del frente de Pareto.
- $f_2^{\text{control},*}$: Valor mínimo del problema primario agrícola que define el ancla. Las coordenadas aceptadas pueden diferir de este valor y no certifican un óptimo global.
- $f_1^{\text{ref},\text{min}}$: Coordenada de costo de la solución ancla de prioridad eléctrica efectivamente aceptada, utilizada como referencia de normalización.

- $f_2^{\text{control,ref,min}}$: Coordenada agrícola de la solución ancla de prioridad agrícola efectivamente aceptada, utilizada como referencia de normalización.
- $f_1^{\text{ref,max}}$: Valor de referencia obtenido de las soluciones ancla para normalizar la función objetivo del subsistema de Energía.
- $f_2^{\text{control,ref,max}}$: Valor de referencia obtenido de las soluciones ancla para normalizar la función agrícola de control.
- R_1 : Escala del subsistema de Energía, definida mediante el valor absoluto de la diferencia entre los valores aceptados de f_1 de las anclas, con una cota mínima.
- R_2 : Escala del subsistema Alimentario, definida mediante el valor absoluto de la diferencia entre los valores aceptados de f_2^{control} de las anclas, con una cota mínima.
- $\tilde{f}_1$: Función objetivo del subsistema de Energía normalizada.
- $\tilde{f}_2^{\text{control}}$: Función agrícola de control normalizada.
- ω_1 : Peso asociado a la función objetivo normalizada del subsistema de Energía en el WSM.
- ω_2 : Peso asociado a la función objetivo normalizada del subsistema Alimentario en el WSM. Satisface $\omega_1 + \omega_2 = 1$.
- Z : Función objetivo escalarizada utilizada en el WSM.
- ε : Cota máxima admisible para f_2^{control} en el método ε -Constraint.

Variables de la operación de referencia

- $P_{\text{hyd}}^{\text{ref}}(k)$: Potencia hidroeléctrica de referencia en S01 y S02, limitada por la disponibilidad hidráulica del sistema, en el intervalo k , expresada en kW.
- $P_{\text{req}}(k)$: Potencia requerida por la carga y las pérdidas eléctricas en S01 y S02, en el intervalo k , expresada en kW.
- $P_{\text{SR}}^{\text{ref}}(k)$: Potencia disipada en las resistencias de seguridad en S01 y S02 en el intervalo k , expresada en kW.

Glosario de acrónimos

- **WEF**: nexo agua-energía-alimentos, del inglés *Water-Energy-Food Nexus*.
- **EMS**: sistema de gestión de energía, del inglés *Energy Management System*.
- **MG**: microrred, del inglés *Microgrid*.
- **FV**: fotovoltaico/a.
- **GH**: central hidroeléctrica.
- **GD**: generador diésel.
- **BESS**: sistema de almacenamiento en baterías, del inglés *Battery Energy Storage System*.
- **SOC**: estado de carga, del inglés *State of Charge*.
- **DoD**: profundidad de descarga, del inglés *Depth of Discharge*.
- **LFP**: litio-ferrofosfato, del inglés *Lithium Iron Phosphate*.
- **ENS**: energía no suministrada, del inglés *Energy Not Supplied*.
- **ELC**: controlador electrónico de carga, del inglés *Electronic Load Controller*.
- **QDS**: simulación cuasidinámica, del inglés *Quasi-Dynamic Simulation*.
- **RAMP**: modelo estocástico de perfiles de carga para zonas remotas, del inglés *Remote-Areas Multi-energy systems load Profiles*.
- **LCOS**: costo nivelado del almacenamiento, del inglés *Levelized Cost of Storage*.
- **STC**: condiciones de prueba estándar de un módulo fotovoltaico, del inglés *Standard Test Conditions*.
- **TAW**: agua total disponible, del inglés *Total Available Water*.
- **RAW**: agua fácilmente aprovechable, del inglés *Readily Available Water*.
- **DGA**: Dirección General de Aguas.
- **INIA**: Instituto de Investigaciones Agropecuarias.
- **FAO**: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, del inglés *Food and Agriculture Organization*.
- **MP**: programación matemática, del inglés *Mathematical Programming*.
- **LP**: programación lineal, del inglés *Linear Programming*.
- **MILP**: programación lineal entera mixta, del inglés *Mixed-Integer Linear Programming*.
- **NLP**: programación no lineal, del inglés *Non-Linear Programming*.

- **MINLP**: programación no lineal entera mixta, del inglés *Mixed-Integer NonLinear Programming*.
- **CI**: inteligencia computacional, del inglés *Computational Intelligence*.
- **MPC**: control predictivo basado en modelo, del inglés *Model Predictive Control*.
- **WSM**: método de suma ponderada, del inglés *Weighted Sum Method*.

Resumen

La gestión de recursos en comunidades aisladas de zonas áridas requiere coordinar el suministro eléctrico con la disponibilidad de agua y las necesidades agrícolas. En Socaire, la generación hidroeléctrica y el riego comparten una infraestructura que vincula sus decisiones de operación. Esta memoria desarrolla un sistema de gestión de energía (EMS) integrado al nexo agua-energía-alimentos (WEF), orientado a representar estas interacciones y evaluar los compromisos entre el costo operativo eléctrico y el déficit relativo de evapotranspiración de los cultivos, ponderado por superficie.

La metodología comprende la caracterización de los subsistemas, la construcción de una base de datos integrada y la formulación e implementación de un modelo determinista biobjetivo en Python y Pyomo, resuelto mediante Gurobi. El EMS coordina una mini-hidroeléctrica, generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías, un generador diésel y seis unidades de cultivo, incorporando balances hidráulicos, restricciones de compuertas y la evolución del agua en la zona radicular. La resolución emplea suma ponderada normalizada y un horizonte deslizante nominal de 48 h, con decisiones cada 15 min y transferencia de estados entre ventanas. Se evalúan seis escenarios que combinan demanda actual y futura con tres niveles de flexibilidad diaria del riego, durante 365 días continuos. La demanda se construye mediante RAMP a partir de antecedentes comunitarios, incluidas 81 respuestas de encuesta; las restantes entradas proceden de registros y parámetros adoptados para el caso.

Con $\omega_1 = 0,50$, ampliar la flexibilidad de E1 a E3 reduce el déficit relativo anual en un 11,61 % bajo demanda actual y un 12,89 % bajo demanda futura, mientras el riego neto aumenta un 35,27 % y un 37,29 %, respectivamente. Esta mejora se acompaña de incrementos del costo modelado de 817,48 y 3 561,49 USD, asociados principalmente a una mayor disipación eléctrica penalizada. La energía no suministrada es nula en los seis escenarios con $\omega_1 = 0,50$. Sin embargo, la mejora agregada coexiste con respuestas distintas entre cultivos y no garantiza eliminar el estrés hídrico de la alfalfa.

La recuperación del agua turbinada permite aprovechar un mismo recurso para generar electricidad y regar. A su vez, los límites de conducción, los turnos y las reservas del suelo condicionan su entrega efectiva: la necesidad agrícola puede sostener el turbinado aun con generación fotovoltaica disponible. Para la política con $\omega_1 = 0,50$, la formulación y resolución, incluidas las actualizaciones de anclas locales, registraron promedios de 2,17–2,79 s por decisión. Estos tiempos respaldan actualizaciones cada 15 min en el equipo evaluado.

El EMS permite comparar alternativas operativas y apoyar decisiones sobre recursos compartidos. Los resultados describen condiciones simuladas, sin demostrar producción agrícola observada ni robustez ante incertidumbre. Su aplicación requiere mejorar la información de terreno, validar el desempeño e incorporar incertidumbre, junto con la participación de la comunidad y el respeto por sus acuerdos y prácticas tradicionales.

Abstract

Resource management in isolated communities in arid regions requires coordinating electricity supply with water availability and agricultural needs. In Socaire, hydropower generation and irrigation share infrastructure that links their operating decisions. This thesis develops an energy management system (EMS) integrated with the water–energy–food (WEF) nexus to represent these interactions and assess the trade-offs between electrical operating cost and the crops’ area-weighted relative evapotranspiration deficit.

The methodology comprises subsystem characterization, the development of an integrated database, and the formulation and implementation of a deterministic biobjective model in Python and Pyomo, solved using Gurobi. The EMS coordinates a small hydropower plant, photovoltaic generation, battery storage, a diesel generator, and six crop units, incorporating hydraulic balances, irrigation gate constraints, and root-zone water dynamics. The solution approach uses a normalized weighted sum and a nominal 48-h rolling horizon, with decisions every 15 min and state transfer between successive windows. Six scenarios combine current and future demand with three levels of daily irrigation flexibility over 365 consecutive days. Demand is generated using RAMP from community information, including 81 survey responses; the remaining inputs are derived from records and parameters adopted for the case study.

With $\omega_1 = 0.50$, increasing flexibility from E1 to E3 reduces the annual relative deficit by 11.61% under current demand and 12.89% under future demand, while net irrigation increases by 35.27% and 37.29%, respectively. These improvements are accompanied by modeled cost increases of USD 817.48 and USD 3,561.49, mainly associated with increased penalized electrical dissipation. Energy not supplied is zero in all six scenarios with $\omega_1 = 0.50$. However, the aggregate improvement coexists with different crop responses and does not guarantee the elimination of water stress in alfalfa.

Recovering turbine discharge allows the same water resource to support electricity generation and irrigation. Conveyance limits, irrigation turns, and soil water reserves constrain its effective delivery: agricultural requirements can sustain hydropower generation even when photovoltaic generation is available. For the policy with $\omega_1 = 0.50$, model construction and solution, including local anchor updates, averaged 2.17–2.79 s per decision. These times support 15-min updates on the evaluated computer.

The EMS provides a means to compare operating alternatives and support decisions on shared resources. The results describe simulated conditions and do not establish observed crop production or robustness to uncertainty. Application requires improved field information, performance validation, and the incorporation of uncertainty, together with community participation and respect for local agreements and traditional practices.

Introducción

1.1. Justificación del tema

El cambio climático y el aumento sostenido de la demanda energética han intensificado la presión sobre los recursos naturales en zonas áridas, como ocurre en el norte de Chile, donde la disponibilidad hídrica y energética se ve cada vez más comprometida para distintas comunidades aisladas [1]. Frente a este escenario, las microrredes (MG, del inglés *Microgrids*) se presentan como una alternativa eficiente para mejorar el acceso y la gestión de la energía, al integrar generación renovable, sistemas de almacenamiento y control local, mientras que, respecto al recurso hídrico, buscan avanzar hacia un uso más racional y eficiente del agua, actuando sobre procesos como el bombeo y la distribución del recurso [2]. Sin embargo, el desarrollo de MGs en comunidades aisladas suele centrarse principalmente en la gestión energética, aunque en los últimos años se han incorporado progresivamente consideraciones sobre el uso del recurso hídrico y, en menor medida, sobre la producción de alimentos, evidenciando una tendencia hacia soluciones más integrales de los recursos [3].

En esta línea, el enfoque del nexo agua-energía-alimentos (WEF, del inglés *Water-Energy-Food Nexus*) propone un marco integrado para coordinar la gestión de estos sectores interdependientes, permitiendo identificar y equilibrar las interacciones y compromisos entre ellos para mejorar la eficiencia en el uso de los recursos [4]. Su aplicación en MGs aisladas permite vincular la operación energética con la gestión del agua y la producción alimentaria, favoreciendo un uso más eficiente de los recursos locales en comunidades remotas [5]. En este contexto, la operación de las MGs exige sistemas de gestión capaces de coordinar sus recursos de forma eficiente y estable.

En MGs, los sistemas de gestión de energía (EMS, del inglés *Energy Management System*) son elementos esenciales de control encargados de coordinar los recursos energéticos distribuidos para garantizar estabilidad, seguridad y eficiencia frente a la variabilidad de la generación y la demanda [6]. Sin embargo, el desarrollo de herramientas de gestión que integren el nexo WEF continúa siendo un desafío, dada la complejidad e interdependencia que caracteriza a estos recursos [7].

La literatura reciente sobre el nexo WEF y su integración en los EMS ha evidenciado un creciente interés por desarrollar modelos capaces de representar de forma conjunta los flujos de recursos y sus interdependencias en MGs rurales [8, 7]. Estos estudios han incorporado formulaciones multiobjetivo y han sido implementados en entornos como *MATLAB-Simulink* para la simulación y control de MGs [9], y en *GAMS* para la formulación de modelos de optimización determinista y multiobjetivo, empleando solvers como *CPLEX* e *IPOPT* [10], con el propósito de mejorar la sostenibilidad y la eficiencia en la gestión local, reconociendo el potencial del EMS como plataforma de coordinación de recursos hídricos, energéticos y productivos [11].

A pesar de los progresos alcanzados, los trabajos revisados coinciden en que los modelos actuales presentan limitaciones en su alcance y aplicabilidad. En general, se desarrollan bajo configuraciones específicas o dependen de información local, lo que restringe su transferencia a nuevos contextos, especialmente en zonas áridas como el norte de Chile, donde la escasez hídrica acentúa estas limitaciones [1]. Además, los enfoques de co-optimización se concentran principalmente en la relación

agua-energía, incluyendo en algunos casos el recurso alimentario y la interacción simultánea de los tres sectores, aunque aún de forma limitada [12]. Estas observaciones reflejan la necesidad de avanzar hacia esquemas EMS más versátiles y generalizables, capaces de representar de forma integral las interacciones entre recursos en sistemas rurales.

Este trabajo propone el desarrollo de un EMS con enfoque WEF que integre de manera conjunta los recursos hídricos, energéticos y alimentarios en comunidades remotas ubicadas en zonas áridas, como las existentes en el norte de Chile. Su propósito es coordinar el uso de estos recursos y evaluar los compromisos que surgen entre los distintos sectores. La propuesta considera criterios técnicos, económicos, hídricos y agrícolas, evaluados mediante indicadores como el costo operativo, la utilización de los recursos energéticos disponibles, la asignación del agua para riego y el déficit relativo de evapotranspiración de los cultivos. Con ello, se busca establecer un marco de gestión reproducible aplicado a Socaire, capaz de representar de manera integrada las interacciones entre sus recursos locales y apoyar el análisis de estrategias de operación adaptadas a las condiciones del caso de estudio.

El desarrollo de un EMS con enfoque WEF implica la formulación de un problema de optimización multiobjetivo, ya que la gestión coordinada de los recursos hídricos, energéticos y alimentarios requiere representar objetivos que pueden entrar en conflicto. Este tipo de modelación integra las relaciones funcionales entre sectores y la representación conjunta de las restricciones físicas y técnicas que determinan su desempeño, lo que permite abordar el carácter multisectorial y multiescala del nexo [10]. En este trabajo, los objetivos corresponden a la minimización del costo operativo del subsistema de Energía y del déficit relativo de evapotranspiración del subsistema Alimentario.

El modelado del nexo WEF bajo esta perspectiva se apoya en técnicas de optimización multiobjetivo, entre las que destacan el método de suma ponderada (WSM, del inglés *Weighted Sum Method*), la programación por metas y el método ε -*constraint*, las cuales permiten incorporar múltiples criterios dentro de un mismo marco de decisión y obtener soluciones factibles para sistemas complejos [13, 14, 10]. Los compromisos entre objetivos pueden analizarse mediante la frontera de Pareto, formada por soluciones no dominadas en las que la mejora de un objetivo implica el deterioro de al menos otro [15]. En este trabajo se emplea el WSM para evaluar distintas políticas de operación en función del costo operativo y del déficit relativo de evapotranspiración. Los resultados obtenidos permiten identificar las soluciones no dominadas y caracterizar la frontera de Pareto correspondiente al conjunto de políticas evaluadas, facilitando la comparación de los compromisos observados bajo las distintas condiciones consideradas en el caso de estudio.

La evaluación de la propuesta considerará indicadores de desempeño energético, económico, hídrico y agrícola. En el ámbito energético se analizarán la energía no suministrada (ENS, del inglés *Energy Not Supplied*), la generación fotovoltaica (FV) disponible, la energía absorbida por las resistencias de seguridad, la participación de la generación hidroeléctrica y diésel, y la operación del sistema de almacenamiento en baterías (BESS, del inglés *Battery Energy Storage System*). Asimismo, se examinarán el costo operativo, la distribución del agua disponible, los volúmenes de riego y el déficit relativo de evapotranspiración de los cultivos. Estos indicadores permitirán estudiar los efectos de la gestión coordinada de los recursos y comparar el desempeño de las políticas de operación evaluadas mediante el EMS-WEF.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Desarrollar un sistema de gestión de energía que integre el nexo agua–energía–alimentos, permitiendo la gestión integral de recursos en una microrred aislada del norte de Chile, mediante modelos de optimización multiobjetivo.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica de sistemas de gestión de energía aplicados a microrredes aisladas, que incorporen el nexo agua–energía–alimentos, enfatizando los modelos de optimización utilizados y las estrategias de implementación desarrolladas en el contexto de comunidades aisladas en zonas áridas.
2. Identificar los principales modelos de optimización multiobjetivo, junto con sus variables de decisión, restricciones y datos de entrada, utilizados en el desarrollo de sistemas de gestión de energía en microrredes aisladas con enfoque agua–energía–alimentos.
3. Formular un modelo de sistema de gestión de energía que integre el nexo agua–energía–alimentos en microrredes aisladas, considerando restricciones que representen de manera conjunta los recursos hídricos, energéticos y alimentarios.
4. Implementar el modelo de sistema de gestión de energía desarrollado en un entorno computacional de optimización (por ejemplo, Pyomo/Gurobi).
5. Validar el modelo de sistema de gestión de energía en un caso de estudio que represente una microrred aislada, evaluando su desempeño en términos técnicos, económicos y de sostenibilidad bajo el enfoque agua–energía–alimentos.

1.3. Estructuración del trabajo

El presente trabajo se organiza en seis capítulos, que desarrollan el marco teórico, la metodología, su aplicación al caso de estudio y el análisis de los resultados obtenidos.

El **Capítulo 1: Introducción** presenta la justificación del tema, los objetivos general y específicos, y la organización del documento.

El **Capítulo 2: Marco teórico** expone los fundamentos relacionados con las comunidades aisladas en zonas áridas, las MGs, los EMS, el enfoque WEF y la optimización multiobjetivo.

El **Capítulo 3: Metodología** desarrolla el trabajo en tres etapas. La primera comprende la caracterización de los subsistemas y la construcción de la base de datos. La segunda presenta la formulación matemática del EMS-WEF, incluyendo los subsistemas de Agua, Energía y Alimentario y el enfoque de optimización multiobjetivo. La tercera establece el procedimiento de evaluación y análisis de las soluciones obtenidas.

El **Capítulo 4: Caso de estudio** aplica la metodología a la comunidad de Socaire. En este capítulo se caracterizan los sistemas hídrico, energético y alimentario, se definen los parámetros del modelo, los escenarios de simulación y los aspectos computacionales utilizados para su resolución.

El **Capítulo 5: Resultados** presenta y analiza los resultados de los casos base y de las simulaciones multiobjetivo, considerando las distintas condiciones de demanda, los niveles de flexibilidad del riesgo y el comportamiento de los subsistemas.

El **Capítulo 6: Conclusiones y trabajo futuro** sintetiza los principales hallazgos del trabajo, sus implicancias, las limitaciones identificadas y las líneas de trabajo futuro.

Marco teórico

2.1. Comunidades aisladas en zonas áridas en Chile

2.1.1. Condición de aridez

Las zonas áridas en Chile se caracterizan por una disponibilidad limitada de recursos hídricos y por condiciones climáticas extremas. En este contexto, en una zona árida se produce una relación desfavorable entre la precipitación y la evapotranspiración¹, en la cual los aportes de agua hacia los cultivos resultan insuficientes para compensar las pérdidas asociadas a los procesos necesarios para su correcto desarrollo [17]. Se presenta así un problema que no solo está relacionado con la disponibilidad del recurso hídrico, sino también con las dificultades para mantener sistemas agrícolas orientados al consumo humano o para el desarrollo de actividades ganaderas en estos territorios.

En Chile, las condiciones de aridez presentan una marcada distribución a lo largo del territorio. Como se observa en la Figura 2.1, las categorías hiperárida y árida predominan en el norte del país, mientras que hacia las zonas central y centro-sur se observa una transición hacia condiciones semiáridas, subhúmedas secas y húmedas. Las proyecciones para el período 2081–2100 muestran, además, una expansión hacia el sur de las categorías de mayor aridez [18].

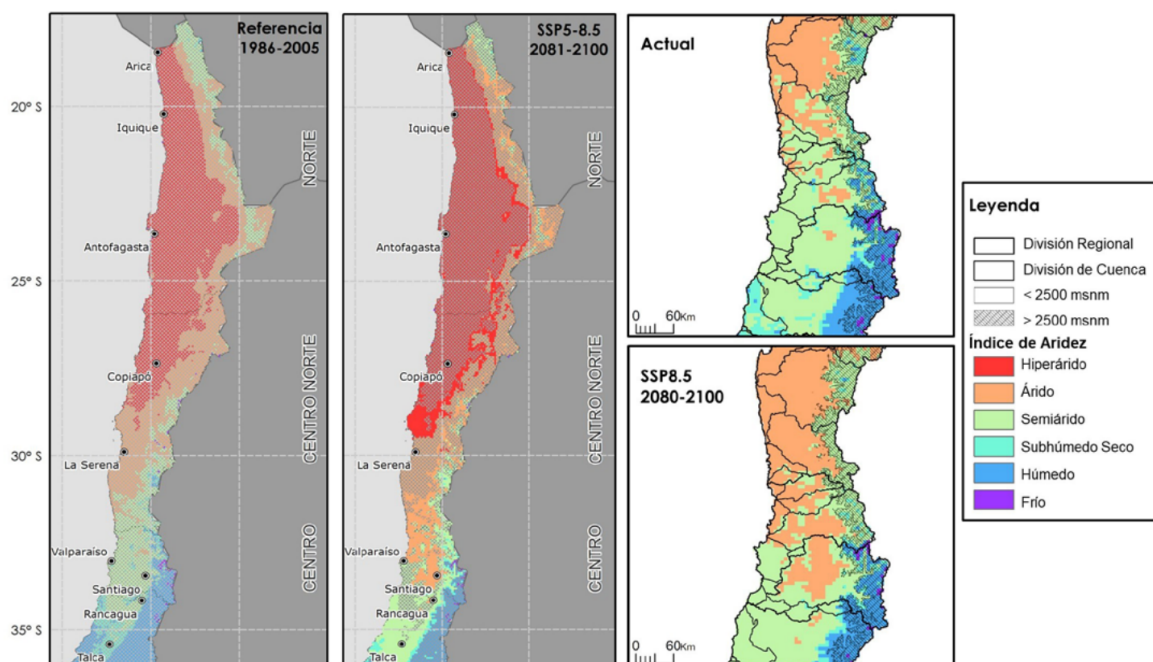


Figura 2.1: Zonas áridas y semiáridas en Chile períodos 1986 - 2005 y 2081- 2100. Extraída de [18].

¹Se conoce como evapotranspiración (ET) la combinación de dos procesos mediante los cuales el agua se pierde desde la superficie del suelo por evaporación y, por otra parte, a través de la transpiración del cultivo [16]

La variación de las condiciones climáticas a lo largo de Chile responde a la combinación de su extensión latitudinal, la influencia del océano Pacífico y una topografía irregular dominada por la cordillera de los Andes, factores que se reflejan también en la diversidad de sus regímenes hidrológicos. En las zonas áridas y semiáridas del norte, los cursos de agua se originan en las cuencas altas de la cordillera. En la zona central predominan las cuencas de régimen nival, mientras que hacia el sur aumentan los caudales y comienzan a aparecer regímenes mixtos y pluviales [1]. En el altiplano andino, en particular, las lluvias y nevazones que ocurren sobre las montañas y altiplanos que bordean el desierto constituyen una fuente fundamental de agua dulce. Estos aportes se desplazan desde las tierras altas a través de cauces superficiales, como quebradas y ríos, y mediante flujos subterráneos, favoreciendo el establecimiento de asentamientos humanos en las zonas áridas del norte de Chile [19].

Esta condición climática no solo limita la disponibilidad de agua y el desarrollo de actividades agrícolas y ganaderas, sino que también puede influir en la forma en que se ocupa el territorio. La localización de las fuentes hídricas en determinados sectores puede favorecer el establecimiento de comunidades separadas entre sí. En aquellos casos en que estas comunidades se ubican lejos de los principales centros urbanos y de las redes de infraestructura y servicios, esta configuración territorial puede dar lugar a una condición de aislamiento.

2.1.2. Condición de aislamiento

En Chile, la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo (SUBDERE) define el aislamiento de una localidad a partir de la relación entre su condición geográfica estructural, que considera variables morfológicas, climáticas y de división político-administrativa, y su grado de integración, entendido como la capacidad de sus habitantes para acceder a servicios y dinámicas sociales, económicas, políticas y cívicas. De este modo, un menor grado de integración y mayores dificultades geográficas de acceso favorecen una mayor condición de aislamiento [20].

Con base en estos criterios, la SUBDERE clasifica las localidades según su condición de aislamiento. En la macrozona norte, el 35 % de las localidades se encuentra en esta condición. A escala regional, esta proporción alcanza el 78 % en la Región de Arica y Parinacota, el 54 % en la Región de Tarapacá y el 51 % en la Región de Antofagasta [20].

En el norte de Chile, algunas comunidades se ubican en territorios donde la aridez se combina con el aislamiento geográfico. En estos lugares, el agua proveniente de la alta cordillera permite desarrollar actividades agrícolas y mantener la vegetación utilizada para el pastoreo del ganado. Por esta razón, la disminución del agua disponible en los bofedales y la extracción intensiva de aguas superficiales y subterráneas pueden reducir las zonas de pastoreo y afectar las actividades productivas de estas comunidades [19]. Al aislamiento territorial puede sumarse la ausencia de conexión a un sistema eléctrico interconectado. En estos casos, el suministro debe ser atendido mediante sistemas de generación local capaces de operar de forma autónoma, cuyo funcionamiento requiere mantener internamente el equilibrio entre la generación y la demanda, sin el respaldo de una red eléctrica principal [21]. En respuesta a estas brechas, la Política Energética Nacional incorpora metas de acceso universal a la electricidad, de participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación eléctrica y de transición de los sistemas medianos y aislados hacia energías limpias [22].

En conjunto, la coexistencia de aridez y aislamiento se expresa en los siguientes desafíos:

- Disponibilidad limitada de agua y exposición de las actividades agrícolas y ganaderas a alteraciones de las fuentes hídricas de alta cordillera.

- Dependencia de infraestructura local para la captación, distribución y uso del agua, parte de cuya operación requiere un suministro energético disponible.
- Operación mediante sistemas eléctricos locales que deben mantener el suministro sin el respaldo de un sistema interconectado.
- Dificultad de acceso a servicios e infraestructura externos, lo que incrementa la dependencia de los recursos y sistemas disponibles en la propia comunidad.

El aspecto central no radica únicamente en la coexistencia de estas limitaciones, sino en la forma en que condicionan las decisiones de operación de los sistemas locales. La asignación o disponibilidad de un recurso puede modificar las posibilidades de uso de los demás, generando relaciones y compromisos que no resultan evidentes cuando cada sistema se analiza de manera independiente. Esta relación constituye la base conceptual del nexo WEF.

2.2. *Water–Energy–Food Nexus*

La coexistencia de aridez y aislamiento en algunas comunidades del norte de Chile plantea la necesidad de considerar conjuntamente la gestión del agua, la energía y la producción de alimentos. Del reconocimiento de las interdependencias entre estos sistemas surge el enfoque del nexo WEF, orientado a incorporar en el análisis los efectos que las decisiones adoptadas en uno de estos ámbitos pueden producir sobre los demás. Este enfoque ha sido aplicado a distintas escalas, desde cuencas hidrográficas y países hasta comunidades individuales, con un nivel de detalle acorde con la información disponible y con el tipo de decisiones que se busca representar.

2.2.1. Definición del nexo WEF

El nexo WEF corresponde al conjunto de interdependencias existentes entre los sistemas de agua, energía y alimentos. Estas interdependencias se manifiestan en los flujos de recursos, los procesos productivos y las decisiones de gestión que vinculan a los tres sistemas [4]. El término también designa el enfoque analítico utilizado para representar y evaluar estas relaciones de forma integrada, considerando los efectos que una decisión adoptada en uno de los sistemas puede producir sobre los demás [23, 4].

Las interacciones entre los sistemas pueden expresarse como sinergias o relaciones de compromiso (*trade-offs*). Una sinergia ocurre cuando una decisión genera beneficios simultáneos en más de un sistema, mientras que una relación de compromiso se produce cuando la mejora de uno de ellos implica un efecto desfavorable sobre otro [23].

La Figura 2.2 resume seis relaciones básicas entre los sistemas de agua, energía y alimentos. Entre el agua y la energía, el recurso hídrico participa en procesos como la generación hidroeléctrica, el enfriamiento de plantas térmicas y la extracción o el procesamiento de combustibles, mientras que el abastecimiento de agua requiere energía para su captación, bombeo, tratamiento y desalación. Entre el agua y los alimentos, la disponibilidad hídrica condiciona el crecimiento de los cultivos, mientras que el intercambio de productos agrícolas implica también el traslado indirecto del agua utilizada en su producción. Esta relación se representa mediante el concepto de agua virtual, referido al volumen de agua requerido para producir un bien. Por su parte, la producción de alimentos demanda energía para actividades como el riego, la mecanización agrícola, el transporte y el procesamiento, mientras

que determinados cultivos y residuos orgánicos pueden destinarse a la producción de biomasa o biocombustibles [4].



Figura 2.2: Relaciones principales del nexo WEF. Extraído de [24].

En un sistema real, varias de estas relaciones pueden presentarse de manera simultánea. Por ello, una decisión adoptada en uno de estos sistemas puede modificar los requerimientos o resultados de los demás. El análisis del nexo WEF busca representar estas interdependencias e incorporarlas de forma explícita en la evaluación del sistema.

2.2.2. El nexo WEF como problema de decisión

Cuando las interdependencias entre el agua, la energía y los alimentos se incorporan a la planificación y operación de un sistema, el nexo WEF adquiere una dimensión decisional. Las alternativas dejan de evaluarse únicamente por sus efectos sobre el sector en el que se originan y deben analizarse también según las consecuencias que pueden producir sobre los demás componentes del sistema. Bajo este enfoque, los beneficios asociados a una decisión se contrastan con las limitaciones o efectos que esta puede generar sobre las otras dimensiones del nexo [10].

El carácter decisional del nexo WEF se manifiesta en la necesidad de definir prioridades, asignar recursos limitados y coordinar usos que pueden competir entre sí. En este contexto, la gestión integrada del nexo implica enfrentar decisiones que presentan las siguientes características:

- Existencia de múltiples criterios de evaluación asociados al desempeño del sistema.
- Presencia de restricciones físicas, técnicas y operativas que limitan las alternativas disponibles.
- Aparición de efectos cruzados, mediante los cuales una acción adoptada en uno de los sistemas puede modificar los requerimientos o resultados de los demás.

- Necesidad de coordinar las decisiones adoptadas en los distintos sistemas, en lugar de analizarlas como acciones independientes.

En consecuencia, el nexo WEF puede abordarse como un problema de decisión integrado, en el cual la conveniencia de una alternativa depende de las prioridades, restricciones y condiciones particulares del sistema analizado. Estas características no se manifiestan de la misma forma en todos los casos, ya que el alcance de las decisiones, la disponibilidad de información y el nivel de detalle con que pueden representarse varían según la escala espacial del estudio.

2.2.3. Escalas de aplicación del nexo WEF

La forma de representar las interdependencias del nexo WEF depende de la escala espacial del sistema analizado. Con base en este criterio, las aplicaciones de optimización del nexo pueden ordenarse, de manera general, en tres escalas de análisis: nacional o regional, de cuenca hidrográfica y local o comunitaria.

A escala nacional y regional, los análisis suelen responder a objetivos de política pública y planificación, utilizando información agregada disponible para estos ámbitos [23]. A escala de cuenca hidrográfica, el enfoque se concentra en las relaciones entre los distintos usos de los recursos dentro de un mismo sistema físico. Un ejemplo corresponde a la metodología desarrollada para cuencas transfronterizas, que analiza conjuntamente los sistemas de agua, energía, alimentos y ecosistemas mediante indicadores, herramientas de evaluación y procesos de coordinación entre sectores [24].

A escala local o comunitaria, el nexo WEF puede representarse mediante modelos de optimización que describen con mayor detalle la infraestructura física y las decisiones operativas del sistema, como unidades de generación, equipos de bombeo, sistemas de riego específicos y cultivos determinados. Esta escala ha sido estudiada en diferentes contextos. En una comunidad agrícola de Uganda se ha propuesto un marco de optimización que integra el diseño de una microrred, el sistema de riego y la selección de cultivos [9]. En una granja de Marruecos se ha modelado la gestión de la demanda de una microrred fotovoltaica junto con el bombeo destinado al riego [5]. En una zona rural de México se ha planteado un enfoque de seguimiento de utopía (*utopia-tracking*) para sistemas energéticos distribuidos sujetos a una disponibilidad limitada de recursos hídricos [8]. Por su parte, en un caso de estudio en el Líbano se ha formulado un modelo multiobjetivo que integra los tres sistemas del nexo bajo restricciones de escasez [7].

En las aplicaciones de escala comunitaria, el suministro energético debe coordinarse con las demandas asociadas al abastecimiento de agua y a las actividades productivas locales. Cuando, además, estas comunidades no disponen de conexión a una red eléctrica principal, las MGs constituyen una alternativa para organizar la generación y el consumo de energía de acuerdo con los recursos y requerimientos existentes en el territorio.

2.3. Microrredes

En la actualidad, la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, junto con la disponibilidad de recursos energéticos, constituyen desafíos relevantes para diversas zonas y comunidades. En este contexto, surge la necesidad de contar con sistemas eléctricos capaces de integrar de manera coordinada las acciones de los distintos usuarios, incluidos generadores y consumidores, con el propósito de proporcionar un suministro eficiente, sostenible, económico y seguro. Esta visión sustenta el concepto de redes eléctricas inteligentes, asociado a la evolución de las redes de distribución tradicionales

hacia estructuras más activas y flexibles, capaces de incorporar generación distribuida, gestión de la demanda y nuevas funciones de control [21].

Dentro de este contexto, las MGs constituyen una de las estructuras de red asociadas a esta transformación. Su organización se basa en la integración de recursos energéticos distribuidos, sistemas de almacenamiento y cargas controlables, junto con capacidades de control sobre la operación del sistema. Estos recursos incluyen unidades de generación a pequeña escala, como microturbinas y sistemas FV, además de tecnologías de almacenamiento, tales como baterías y volantes de inercia [21]. La coordinación de estos componentes permite gestionar conjuntamente la generación y el consumo local, y constituye la base de las capacidades de control y operación autónoma que caracterizan a una MG.

Según estudios financiados por la Unión Europea (UE) [25], el concepto de MG se define como:

“Un sistema de distribución de baja tensión que integra recursos energéticos distribuidos, tales como microturbinas, celdas de combustible y sistemas FV, junto con dispositivos de almacenamiento y cargas controlables, el cual puede operar tanto interconectado a la red de distribución de media tensión como de forma autónoma cuando se encuentra aislado de la red principal, especialmente ante fallas en la red aguas arriba.”

Un aspecto central de esta definición es la capacidad de las MGs para operar tanto en modo interconectado como de forma aislada. Cuando dispone de conexión a una red de mayor escala, la MG puede intercambiar energía con ella y utilizarla como respaldo para el abastecimiento de sus cargas.

2.3.1. Modos de operación de una MG

El modo de operación constituye un aspecto determinante en el funcionamiento de una MG, ya que define su interacción con la red eléctrica de mayor escala y condiciona sus requerimientos de estabilidad, protección y control. Una MG puede operar fundamentalmente en dos modos, dependiendo de su diseño y de las condiciones del sistema eléctrico aguas arriba [2]:

- **MG conectada a la red:** en este modo de operación, la MG se encuentra interconectada y sincronizada con un sistema eléctrico de mayor tamaño, el cual establece las referencias de tensión y frecuencia. Bajo estas condiciones, la MG puede intercambiar energía con la red, inyectando o absorbiendo potencia según la disponibilidad de generación local y la demanda de los usuarios.
- **MG en modo aislado:** en este caso, la MG opera de manera autónoma, desacoplada de la red principal, ya sea como respuesta a fallas o perturbaciones externas, o bien por diseño en sistemas eléctricos no interconectados. En este modo, alguna de las fuentes locales de generación o los sistemas de almacenamiento deben establecer las referencias de tensión y frecuencia, incrementándose los requerimientos de coordinación interna para mantener la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

En función de lo anterior, una MG puede ser diseñada para operar de manera flexible en ambos modos, permitiendo transiciones entre la operación conectada y aislada, o bien para funcionar exclusivamente de forma autónoma, como ocurre en comunidades aisladas o zonas no interconectadas. La Figura 2.3 presenta un esquema general del funcionamiento de una MG y de sus principales componentes. El interruptor ubicado entre la MG y la red eléctrica principal representa la posibilidad de

conectar o desacoplar ambos sistemas, permitiendo distinguir los modos de operación interconectado y aislado.

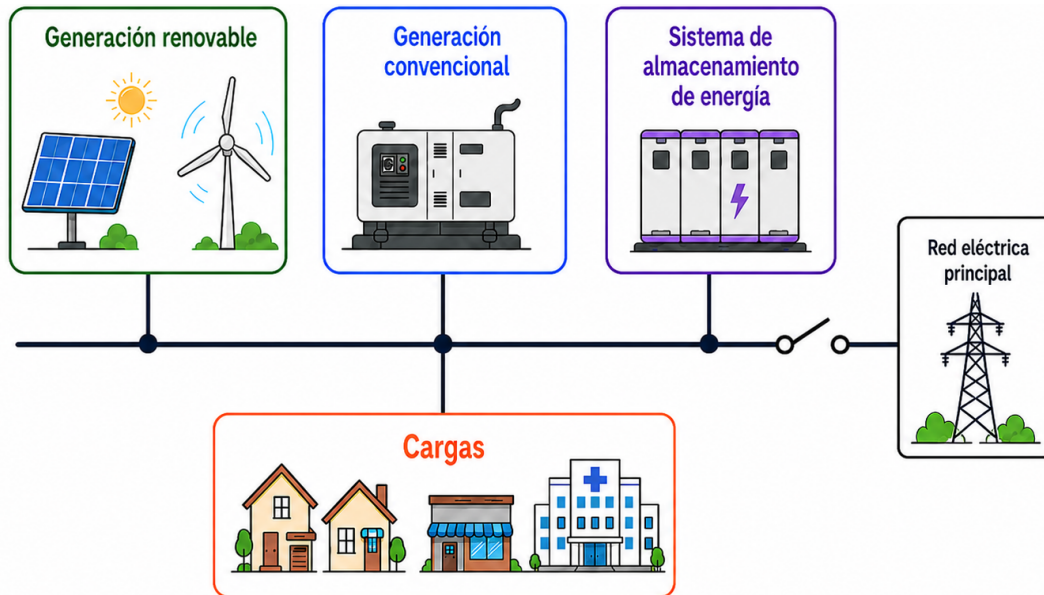


Figura 2.3: Esquema general de una MG.

2.3.2. Arquitecturas de control en MGs

La operación de una MG requiere coordinar recursos energéticos distribuidos, sistemas de almacenamiento y cargas, los cuales presentan dinámicas y objetivos técnicos y económicos diferentes. Debido a esta complejidad, una organización ampliamente utilizada corresponde al control jerárquico, que distribuye las funciones de control entre distintos niveles, cada uno asociado a una escala temporal y a un conjunto específico de objetivos [26, 27].

Estructura jerárquica de control

En términos generales, la estructura jerárquica de control de una MG comprende tres niveles: control primario, control secundario y control terciario. Esta jerarquía permite separar las funciones de respuesta rápida y regulación local de aquellas relacionadas con la restauración de las variables eléctricas, la coordinación global y la gestión energética del sistema [27, 28]:

- **Control primario:** corresponde al nivel de respuesta más rápida de la jerarquía y actúa localmente sobre las unidades de generación y almacenamiento. Su función es contribuir a la estabilidad de la MG y al reparto de potencia entre los recursos disponibles.

Una de las estrategias más utilizadas en este nivel es el control por caída o control *droop*, que relaciona la potencia activa con la frecuencia y la potencia reactiva con la tensión. Esta estrategia puede implementarse a partir de mediciones locales, sin requerir comunicación entre las distintas unidades, y permite coordinar el reparto de potencia durante la operación aislada.

También pueden utilizarse esquemas maestro-esclavo, en los cuales una unidad establece las referencias de operación y las demás siguen las consignas recibidas. A diferencia del control *droop*, esta estrategia requiere comunicación entre la unidad maestra y las unidades subordinadas.

- **Control secundario:** actúa sobre una escala temporal mayor que el control primario y tiene como objetivo restaurar la tensión y la frecuencia de la MG a sus valores de referencia, compensando las desviaciones asociadas al funcionamiento del nivel primario. Para cumplir esta función, habitualmente requiere el intercambio de información entre los controladores mediante enlaces de comunicación de bajo ancho de banda.
- **Control terciario:** corresponde al nivel superior de la jerarquía y opera sobre un horizonte temporal mayor. Su función se relaciona con la gestión de potencia y energía, la determinación de consignas de operación y la optimización técnica o económica del sistema.

Cuando la MG se encuentra conectada, este nivel puede gestionar el intercambio de potencia con la red eléctrica principal. En una MG aislada, permite coordinar la generación local, los sistemas de almacenamiento y las cargas de acuerdo con los objetivos y restricciones de operación. Por esta razón, el EMS se ubica habitualmente en este nivel de la jerarquía.

Esquemas de implementación del control

La estructura jerárquica establece las funciones asignadas a cada nivel, mientras que el esquema de implementación determina cómo se distribuyen la información y las decisiones entre los distintos controladores. De acuerdo con este criterio, pueden distinguirse tres enfoques: control centralizado, distribuido y descentralizado, presentados en la Figura 2.4(a), (b) y (c), respectivamente [28].

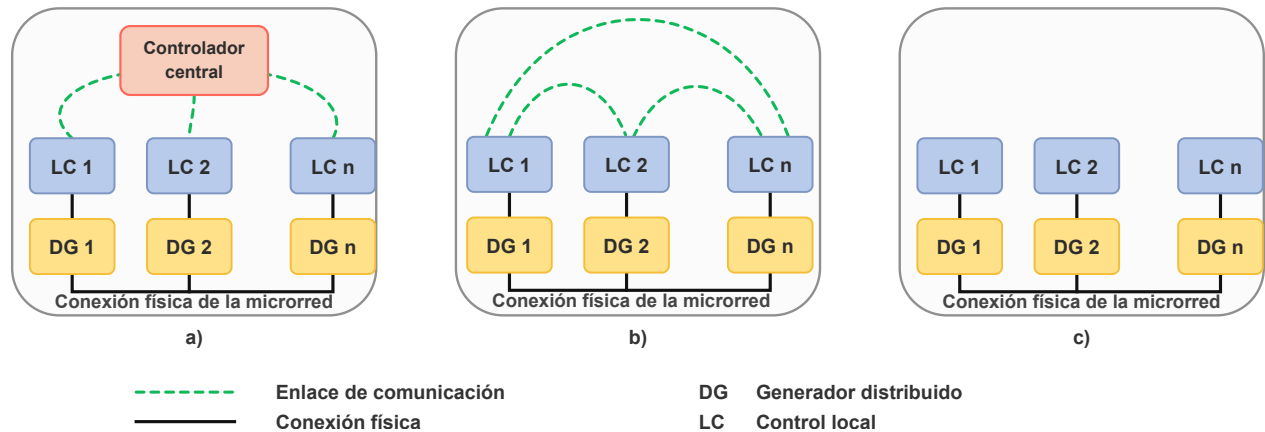


Figura 2.4: Esquemas de implementación del control en MGs: (a) centralizado, (b) distribuido y (c) descentralizado. Figura adaptada de [28].

Las principales características de cada esquema de implementación son las siguientes:

- **Control centralizado:** en esta arquitectura, un controlador central recopila la información proveniente de las unidades locales, procesa el estado del sistema y genera las señales de control correspondientes. Este enfoque permite disponer de información global sobre la operación de la MG y facilita la implementación de estrategias de gestión energética y optimización. Sin embargo, presenta dependencia del controlador central y de la infraestructura de comunicaciones, por lo que una falla en dicho controlador puede afectar la coordinación del sistema.
- **Control distribuido:** cada unidad dispone de un controlador local que intercambia información con un conjunto limitado de controladores vecinos. Las decisiones se obtienen mediante

la cooperación entre las unidades, sin requerir que toda la información del sistema sea procesada en un único punto. Este enfoque favorece la escalabilidad y reduce la vulnerabilidad asociada a la existencia de un controlador central, aunque mantiene la necesidad de enlaces de comunicación y algoritmos de coordinación.

- **Control descentralizado:** no existe un controlador central ni intercambio de información entre las distintas unidades. Cada controlador determina su respuesta mediante mediciones locales. Esta arquitectura reduce la dependencia de los sistemas de comunicación y permite que las unidades actúen de manera autónoma, aunque limita la información disponible para alcanzar objetivos de coordinación y optimización global.

La estructura jerárquica y el esquema de implementación representan, por lo tanto, aspectos diferentes del sistema de control. Mientras la primera distribuye las funciones entre los niveles primario, secundario y terciario, el segundo establece la forma en que los controladores intercambian información y toman decisiones. En particular, el nivel terciario proporciona el marco funcional para la gestión coordinada de los recursos energéticos mediante un EMS.

2.4. *Energy Management System*

La operación coordinada de una MG requiere determinar cómo deben utilizarse los recursos de generación, los sistemas de almacenamiento y las cargas gestionables de acuerdo con las condiciones del sistema y los objetivos establecidos. Esta función es realizada por el EMS, el cual es un sistema de decisión que utiliza información sobre la generación, la demanda y el estado de los distintos recursos para determinar su operación de manera económica, confiable y coordinada, respetando las restricciones técnicas de la MG [29]. En los enfoques de optimización, estas decisiones se obtienen mediante un problema de despacho económico, que determina las potencias de los recursos disponibles, y pueden incorporar la programación del encendido y apagado de unidades (*unit commitment*) [6, 30].

Dentro de la jerarquía de control, el EMS se ubica habitualmente en el nivel terciario y determina los puntos de ajuste (*setpoints*) que deben recibir las unidades de generación, almacenamiento y las cargas gestionables durante un determinado horizonte de operación. Esta función adquiere especial relevancia en MGs aisladas, donde los recursos locales deben mantener el balance entre generación y demanda sin el respaldo de una red externa. En MGs conectadas, el EMS puede incorporar además la gestión del intercambio de energía con la red principal [29].

2.4.1. Funciones y arquitectura del EMS

La Figura 2.5 resume las principales funciones realizadas por un EMS en una MG. El monitoreo de datos permite recopilar información procedente de las unidades de generación, los sistemas de almacenamiento, las cargas y, cuando corresponde, la red eléctrica principal. También puede incorporar pronósticos meteorológicos necesarios para estimar la disponibilidad de los recursos renovables. A partir de esta información, el análisis de datos procesa y organiza las mediciones obtenidas con el propósito de caracterizar las condiciones de operación de la MG y proporcionar una representación actualizada del estado del sistema.

Sobre esta base, la etapa de pronóstico estima el comportamiento futuro de variables relevantes, como la demanda eléctrica, la generación renovable y la disponibilidad de los recursos durante el horizonte de operación considerado. Estas estimaciones son utilizadas por la etapa de optimización

para evaluar las alternativas de operación y determinar los puntos de ajuste de las unidades de generación, almacenamiento y cargas gestionables, de acuerdo con los objetivos establecidos y las restricciones técnicas de la MG. Finalmente, el control en tiempo real comunica e implementa estas decisiones en los recursos correspondientes. A medida que se incorporan nuevas mediciones y se actualizan las condiciones del sistema, estas funciones pueden ejecutarse nuevamente, permitiendo ajustar las decisiones de operación frente a cambios en la generación, la demanda o el estado de los recursos [29, 6].

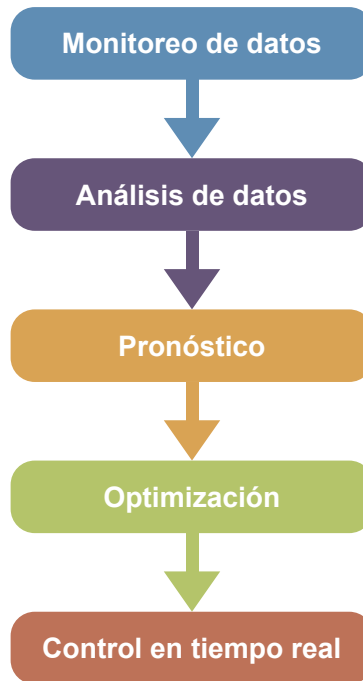


Figura 2.5: Funciones principales de un EMS en una MG. Adaptada de [29].

La arquitectura del EMS determina cómo se concentran las funciones de decisión y el intercambio de información dentro de la MG. En una arquitectura centralizada, un único controlador recopila la información del sistema, ejecuta los procesos de programación y optimización, y envía los puntos de operación a los controladores locales. Este esquema proporciona observabilidad global en tiempo real y una implementación directa, por lo que ha sido ampliamente utilizado en MGs aisladas y puede resultar adecuado para sistemas de pequeña escala. Sin embargo, aumenta la dependencia de la infraestructura de comunicaciones y del controlador central, cuya falla puede afectar distintas funciones de la MG [6].

2.4.2. Enfoques de formulación matemática de un EMS

La formulación matemática de un EMS establece cómo se representa y resuelve el problema de decisión asociado a la operación de una MG. Dos EMS pueden coordinar los mismos recursos y perseguir objetivos generales similares, pero diferir en la forma en que modelan el sistema, definen los criterios de operación y determinan las decisiones correspondientes. Estas diferencias pueden

analizarse mediante la función objetivo, las restricciones consideradas, la técnica de resolución, el modelo de operación, el tratamiento de las incertidumbres y el horizonte de optimización [6, 30]:

- **Función objetivo:** un EMS puede formularse como un problema monoobjetivo, generalmente orientado a minimizar el costo de operación de la MG, o como un problema multiobjetivo, que incorpora simultáneamente otros criterios, como la reducción de emisiones, la maximización del uso de energías renovables o la prolongación de la vida útil de los sistemas de almacenamiento.
- **Restricciones:** delimitan las decisiones admisibles del EMS mediante el balance de potencia entre generación, demanda y pérdidas; los límites de generación y de carga y descarga; y la evolución y los límites del estado de carga del almacenamiento. También pueden incorporarse condiciones de encendido y apagado de unidades y, cuando se representa la red, restricciones de tensión y flujo de potencia. El balance de potencia se desarrolla en (2.2), como parte del subsistema de Energía.
- **Técnica de resolución:** los métodos empleados para resolver el problema de optimización pueden agruparse en programación matemática (MP, del inglés *Mathematical Programming*), inteligencia computacional (CI, del inglés *Computational Intelligence*) y métodos híbridos. La MP incluye, entre otras, formulaciones de programación lineal (LP, del inglés *Linear Programming*), programación lineal entera mixta (MILP, del inglés *Mixed-Integer Linear Programming*) y programación no lineal entera mixta (MINLP, del inglés *Mixed-Integer NonLinear Programming*). Por su parte, la CI comprende técnicas como redes neuronales, lógica difusa y algoritmos evolutivos, mientras que los métodos híbridos combinan elementos de ambos enfoques.
- **Modelo de operación:** la representación eléctrica de la MG puede considerar principalmente el despacho de potencia activa mediante un modelo de operación DC, o incorporar tanto potencia activa como reactiva mediante un modelo de flujo de carga AC. La elección depende de las variables y restricciones eléctricas que deban representarse en el problema.
- **Tratamiento de incertidumbres:** la variabilidad asociada a la generación renovable, la demanda, la red eléctrica o los sistemas de almacenamiento puede representarse explícitamente dentro de la formulación. Para ello pueden emplearse, entre otros enfoques, intervalos de predicción que describan rangos posibles para las variables pronosticadas. Alternativamente, el problema puede formularse de manera determinística utilizando valores previamente estimados.
- **Horizonte de optimización:** corresponde al período temporal considerado para determinar las decisiones del EMS y puede expresarse en segundos, minutos, horas, días o años, dependiendo del propósito de la formulación. A su vez, el horizonte puede dividirse en pasos temporales, para cada uno de los cuales se determinan los valores de las variables de decisión.

Estos aspectos se combinan dentro de una misma formulación. Por ejemplo, un EMS puede plantearse como un problema multiobjetivo, resolverse mediante MILP, utilizar un modelo basado en el despacho de potencia activa, considerar valores determinísticos y representar la operación mediante múltiples pasos temporales. La combinación adoptada determina las capacidades, el nivel de detalle y la complejidad matemática del EMS.

2.4.3. EMS basados en programación matemática

Entre las técnicas de resolución disponibles, la programación matemática permite representar la operación de una MG mediante una o más funciones objetivo y un conjunto de restricciones técnicas y

operativas. Pueden emplearse formulaciones LP cuando las funciones y restricciones son lineales y las variables de decisión son continuas; formulaciones MILP cuando se incorporan variables discretas, por ejemplo, para representar el encendido o apagado de unidades; y formulaciones de programación no lineal (NLP, del inglés *Nonlinear Programming*) cuando existen relaciones no lineales entre variables continuas. Cuando una formulación combina relaciones no lineales y variables discretas, el problema corresponde a una formulación MINLP [29].

Las formulaciones matemáticas de un EMS también pueden ejecutarse mediante control predictivo basado en modelo (MPC, del inglés *Model Predictive Control*). En cada instante de decisión, el MPC utiliza un modelo del sistema para optimizar una secuencia de acciones sobre un horizonte de predicción finito. De la secuencia obtenida se implementa únicamente la primera acción; posteriormente, se actualizan los estados y la información disponible, se desplaza el horizonte y se resuelve nuevamente el problema de optimización. Este procedimiento, denominado horizonte deslizante, permite ajustar sucesivamente las decisiones de operación conforme evoluciona el sistema [31].

En MGs aisladas, estas formulaciones pueden ampliarse para incorporar recursos y actividades que dependen directamente de la disponibilidad de energía, como el abastecimiento de agua y la producción agrícola. La representación conjunta de estas interacciones da lugar a un EMS integrado al nexo WEF, en el cual las decisiones energéticas, hídricas y alimentarias se coordinan dentro de un mismo problema de optimización.

2.5. EMS integrado al nexo WEF

Un EMS integrado al nexo WEF amplía la gestión convencional de una MG mediante la incorporación de variables, restricciones y objetivos asociados al agua y a la producción de alimentos. De esta manera, el problema de decisión permite representar conjuntamente la operación de los recursos energéticos, hídricos y agrícolas [10].

La Figura 2.6 ilustra este concepto. En la Figura 2.6(a), el operador de la microred gestiona la generación y distribución de electricidad y la provisión de equipos eléctricos. En la Figura 2.6(b), el operador integrado incorpora además el abastecimiento de agua y las actividades agroalimentarias dentro de una misma estructura de gestión.

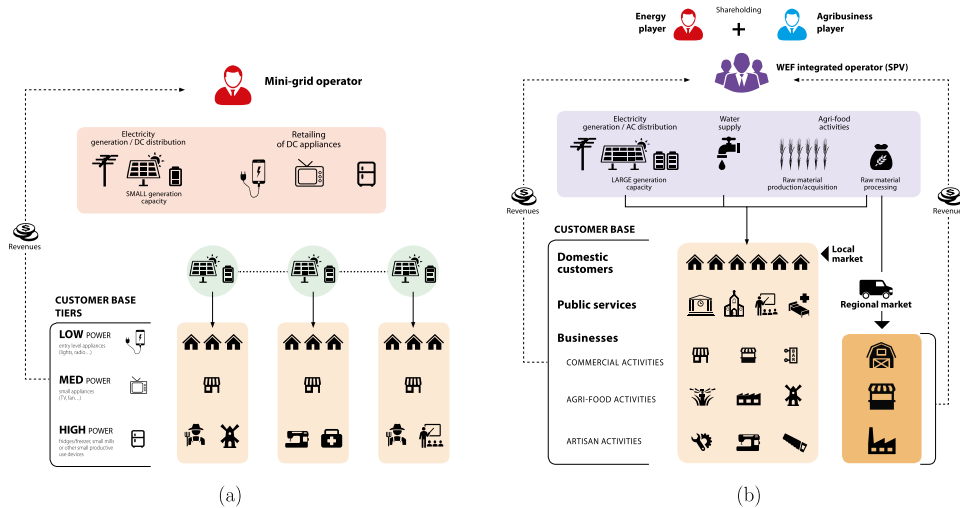


Figura 2.6: (a) Operador de microred convencional y (b) operador integrado WEF. Adaptada de [32].

La representación del EMS integrado se organiza mediante tres subsistemas acoplados: Agua, Energía y Alimentario. Cada uno reúne las variables, decisiones y restricciones correspondientes a su funcionamiento, mientras que los vínculos entre ellos permiten coordinar su operación dentro de un mismo problema de gestión.

2.5.1. Subsistema de Agua

El subsistema de Agua representa la disponibilidad, almacenamiento, conducción y asignación del recurso hídrico dentro del sistema WEF. Dependiendo del caso de estudio, puede estar compuesto por fuentes superficiales, acuíferos, embalses, estanques de regulación, estaciones de bombeo, canales de conducción, redes de distribución, plantas de tratamiento o sistemas de desalación. En comunidades aisladas o rurales, el acceso al recurso y la operación de la infraestructura hídrica pueden depender de la energía requerida para captar, bombear o tratar el agua [3].

Una forma útil de organizar la representación de este subsistema es distinguir entre fuente, regulación, transporte y uso final. Esta separación permite representar cómo el recurso ingresa al sistema, cómo se almacena, cómo se distribuye y a qué demandas se asigna. El agua puede provenir de fuentes superficiales o subterráneas y almacenarse en embalses o estanques de regulación [33]. En sistemas locales, su tratamiento y distribución pueden requerir tuberías, estaciones de bombeo, unidades de tratamiento, sistemas de desalación y estanques de almacenamiento [12].

Usos del agua y vínculos con los demás subsistemas

Desde la perspectiva del enfoque WEF, el recurso hídrico puede cumplir distintas funciones dentro de un mismo sistema integrado. Según la infraestructura disponible y las demandas del sistema, el agua puede destinarse simultáneamente a distintos usos que compiten entre sí por el mismo volumen almacenado. En contextos de escasez hídrica, la asignación entre estos usos constituye una de las decisiones más relevantes del problema integrado, ya que favorecer uno puede comprometer directamente a los otros [4].

Los principales vínculos que el subsistema de Agua establece con los demás subsistemas del nexo son:

- **Vínculo con el subsistema de Energía mediante bombeo o desalación:** cuando el sistema requiere extraer, elevar o tratar agua mediante estaciones de bombeo, plantas desaladoras o sistemas de tratamiento, la disponibilidad del recurso hídrico queda condicionada por la energía eléctrica disponible para operar estos procesos. En sistemas de riego accionados por bombeo desde pozos o acuíferos, el costo y la disponibilidad de energía determinan directamente el volumen de agua que puede extraerse [11].
- **Vínculo con el subsistema de Energía mediante generación hidroeléctrica:** cuando el sistema dispone de una unidad hidroeléctrica, el caudal derivado hacia la turbina se utiliza para producir electricidad. Su efecto sobre los demás usos depende del recorrido hidráulico: si el agua turbinada puede recuperarse aguas abajo, también puede destinarse posteriormente al riego; si no existe recuperación o esta se encuentra limitada, la generación puede competir con otros usos por el agua disponible. Por ello, la relación entre generación hidroeléctrica y riego puede ser complementaria o competitiva según la infraestructura y las condiciones de operación [34].

- **Vínculo con el subsistema Alimentario mediante riego:** el agua aplicada a los cultivos se incorpora al suelo como una lámina de riego, cuya efectividad depende del sistema utilizado, de la eficiencia de aplicación y de las condiciones climáticas. La cantidad y oportunidad del riego influyen en el contenido de agua del suelo y, por tanto, en el nivel de estrés hídrico del cultivo. Por esta razón, en una formulación integrada, el agua destinada al riego puede representarse como una decisión vinculada al estado hídrico del cultivo, en lugar de considerarse únicamente como un consumo fijo [35].

La Figura 2.7 presenta una configuración con almacenamiento en embalse: tres fuentes de entrada (cuenca de captación, cauce aguas arriba y acuífero) convergen en el embalse, el cual concentra las decisiones de asignación hacia cuatro usos principales: generación hidroeléctrica, riego agrícola, agua potable e industrial, y caudal aguas abajo.

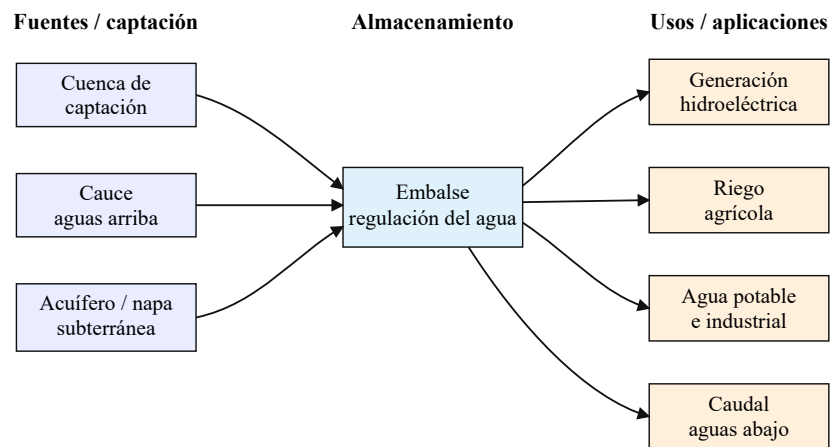


Figura 2.7: Esquema conceptual de fuentes, almacenamiento y usos del agua en el subsistema hídrico. Elaboración propia.

En sistemas sin embalse, como aquellos que abastecen el riego mediante extracción desde pozos, la disponibilidad de agua depende de la capacidad de captación y conducción y de la operación del bombeo. En esta configuración, el EMS coordina la energía requerida para extraer y entregar agua con los requerimientos de riego, considerando los límites de extracción y de los equipos [11].

En síntesis, el subsistema de Agua cumple un rol articulador dentro del enfoque WEF. Su representación debe permitir analizar tanto la disponibilidad física del recurso como su distribución entre estos usos potencialmente complementarios o competitivos. Esta condición es especialmente importante en zonas áridas, donde la disponibilidad hídrica condiciona simultáneamente la operación energética, el riego agrícola y la continuidad de las actividades productivas locales [17].

Balance de volumen en sistemas de embalse

Desde el punto de vista de la modelación, los componentes de almacenamiento del subsistema de Agua, como embalses, estanques de regulación o reservorios, se representan habitualmente mediante procedimientos de contabilidad volumétrica basados en el principio de conservación de masa. Dado que, para la mayoría de las aplicaciones de gestión hídrica, el agua puede considerarse un fluido de densidad constante, la conservación de masa se traduce directamente en conservación de volumen [33].

Para un punto de control o nodo cualquiera del sistema, el balance de volumen entre dos instantes de tiempo se expresa como (2.1):

$$S_{t+\Delta t} - S_t = \sum I_{\text{vol}} - \sum O_{\text{vol}}, \quad (2.1)$$

donde S_t y $S_{t+\Delta t}$ corresponden al volumen almacenado, expresado en m^3 , al inicio y al final de un intervalo de tiempo Δt , mientras que $\sum I_{\text{vol}}$ y $\sum O_{\text{vol}}$ representan, respectivamente, el volumen total de entradas y salidas durante dicho intervalo. Las entradas pueden incluir volúmenes asociados a aportes regulados provenientes de aguas arriba, aportes no regulados de la cuenca incremental o retornos desde otros puntos de extracción. Las salidas, por su parte, pueden incluir descargas reguladas hacia aguas abajo, extracciones para distintos usos, vertimientos y pérdidas por evaporación neta. Expresado de forma equivalente, el volumen al final de cada intervalo corresponde al volumen inicial más las entradas menos las salidas. Esta formulación constituye la base conceptual sobre la cual se construyen los modelos de operación de embalses y reservorios, independientemente de la escala temporal o del propósito específico del sistema: abastecimiento, riego, generación hidroeléctrica o control de crecidas [33].

El volumen almacenado actúa, en este tipo de formulaciones, como variable de estado del subsistema: resume la disponibilidad hídrica acumulada en cada instante y permite evaluar el efecto acumulado de una secuencia de decisiones de extracción, así como verificar si el volumen se mantiene dentro de los límites operativos establecidos durante el horizonte de análisis. La resolución temporal del balance puede variar considerablemente según la aplicación, desde intervalos horarios o menores, útiles para representar eventos de crecida, hasta pasos mensuales en estudios de disponibilidad hídrica de largo plazo [33].

2.5.2. Subsistema de Energía

El subsistema de Energía corresponde al conjunto de recursos, tecnologías y decisiones operativas asociadas al suministro eléctrico del sistema. En el contexto de las MGs, suele estar compuesto por unidades de generación convencional y renovable, sistemas de almacenamiento energético, cargas eléctricas y elementos de control. Entre sus componentes más habituales se encuentran generadores diésel, sistemas FV, unidades hidroeléctricas, aerogeneradores, bancos de baterías, cargas críticas y cargas gestionables. En sistemas conectados, puede incorporar además el intercambio de potencia con la red eléctrica principal [21].

Dentro de un EMS integrado al enfoque WEF, parte de la demanda eléctrica puede estar determinada por la operación de los subsistemas de Agua y Alimentario, mediante procesos como el bombeo, el tratamiento de agua o el riego presurizado [12]. A su vez, algunos recursos energéticos pueden depender de decisiones adoptadas en los demás subsistemas, como ocurre con la generación hidroeléctrica y la asignación del caudal disponible [34]. Por esta razón, el EMS debe coordinar la generación, el almacenamiento y las cargas eléctricas considerando también los requerimientos asociados al resto del sistema.

Balance de potencia

En un EMS, la operación del subsistema de Energía se basa en mantener el equilibrio entre generación y demanda eléctrica. Este principio es análogo, en términos conceptuales, al balance de volumen del subsistema de Agua: en cada intervalo de operación, la potencia que ingresa al sistema debe

ser consistente con la potencia demandada y las pérdidas eléctricas asociadas a su transporte y distribución [29].

De manera general, este principio puede expresarse mediante (2.2):

$$P_{\text{gen}} = P_{\text{dem}} + P_{\text{loss}}, \quad (2.2)$$

donde P_{gen} corresponde a la potencia total entregada por el conjunto de fuentes de generación disponibles, expresada en kW; P_{dem} es la demanda eléctrica del sistema; y P_{loss} son las pérdidas técnicas asociadas a la red [29]. Cuando el sistema incorpora recursos adicionales, como almacenamiento energético o mecanismos que permiten representar un eventual déficit de suministro, este balance general se extiende incorporando los términos correspondientes a ambos lados de la igualdad, sin alterar su estructura conceptual: la carga del almacenamiento se agrega como una componente adicional de la demanda, mientras que su descarga y la eventual potencia no suministrada se agregan como componentes adicionales de la generación.

Los componentes del subsistema de Energía pueden agruparse, de manera general, en tres categorías funcionales. Esta clasificación permite comprender cómo el EMS coordina recursos con distintas características físicas y operativas [21]:

- **Fuentes despachables:** corresponden a unidades cuya potencia puede ajustarse por el EMS dentro de sus límites técnicos y de acuerdo con la disponibilidad del recurso primario. Estas fuentes proporcionan capacidad de regulación y respaldo, aunque su operación puede estar asociada al consumo de combustible, a costos variables o a restricciones en la disponibilidad del recurso [21].
- **Fuentes renovables variables:** su potencia disponible depende de condiciones ambientales, como la irradiancia solar o la velocidad del viento. El EMS no puede incrementar directamente la disponibilidad del recurso primario, pero sí puede determinar cuánto de la potencia disponible se utiliza, almacena o vierte [29].
- **Recursos de flexibilidad:** incluyen sistemas de almacenamiento y cargas gestionables que permiten desplazar el consumo o el suministro de energía entre distintos intervalos de operación. Estos recursos facilitan la integración de generación renovable, reducen la necesidad de respaldo convencional y contribuyen a mantener el balance de potencia del sistema [6].

Tipos de generación y almacenamiento

Dentro de las categorías anteriores, un EMS puede coordinar distintas tecnologías, cada una con características operativas y formas de representación particulares:

- **Generación despachable convencional:** incluye tecnologías como generadores diésel o microturbinas, cuya potencia puede ajustarse dentro de los límites de operación de la unidad. Estas fuentes suelen utilizarse para complementar la generación renovable, cubrir periodos de alta demanda o actuar como respaldo cuando los demás recursos no son suficientes. Sus principales limitaciones se relacionan con el consumo de combustible, los costos de operación, las emisiones y la dependencia logística, especialmente en comunidades aisladas [2]. Desde el punto de vista de la modelación, su operación puede representarse mediante una potencia despachable limitada por la capacidad de la unidad y asociada a un costo de generación.

- **Generación hidroeléctrica:** cuando el subsistema de Energía incorpora una unidad hidroeléctrica, la potencia disponible se determina a partir del caudal turbinado, el salto hidráulico neto y la eficiencia del conjunto turbina-generador, de acuerdo con (2.3):

$$P = \eta \rho g H Q, \quad (2.3)$$

donde η es la eficiencia conjunta de la turbina y el generador, ρ es la densidad del agua, expresada en kg/m^3 , g es la aceleración de gravedad, expresada en m/s^2 , H es el salto hidráulico neto, expresado en m, y Q es el caudal turbinado, expresado en m^3/s . Con estas unidades del Sistema Internacional, la potencia P se obtiene en W.

Esta expresión establece el vínculo físico entre los subsistemas de Agua y Energía, debido a que el recurso hídrico puede utilizarse para generar electricidad o asignarse a otros usos, como el riego. Por ello, la determinación del caudal turbinado puede formar parte del problema integrado de gestión de recursos [34].

Según las características de la instalación y su capacidad de regulación, una unidad hidroeléctrica puede operar como una fuente despachable o como una fuente condicionada por la disponibilidad de agua. En algunas centrales de pequeña potencia se utilizan controladores electrónicos de carga (ELC, del inglés *Electronic Load Controller*) para mantener aproximadamente constante la potencia generada, desviando los excedentes eléctricos hacia una carga de lastre resistiva en lugar de modificar continuamente el caudal turbinado [36].

- **Generación FV:** corresponde a un recurso renovable variable cuya potencia disponible depende principalmente de la irradiancia solar incidente, la capacidad instalada y la eficiencia global del sistema. Debido a que el EMS no controla la disponibilidad del recurso solar, su función consiste en coordinar el aprovechamiento de la potencia disponible. Esta puede utilizarse directamente para abastecer la demanda, almacenarse cuando existe capacidad disponible o verse cuando no puede ser aprovechada. Su integración requiere, por tanto, coordinación con los sistemas de almacenamiento, las cargas gestionables y las demás fuentes de generación, especialmente en MGs aisladas donde no existe una red externa capaz de absorber los excedentes [5].
- **Almacenamiento en baterías:** un BESS permite desplazar energía entre distintos intervalos de operación, cargándose durante periodos de excedente de generación o baja demanda y descargándose cuando aumentan los requerimientos eléctricos. Su condición interna se representa habitualmente mediante el estado de carga (SOC, del inglés *State of Charge*), definido como la relación entre la energía almacenada y la capacidad nominal de la batería. En modelos de optimización, esta condición también puede representarse directamente mediante la energía almacenada.

La energía almacenada evoluciona como una variable de estado, de manera conceptualmente análoga al volumen de un embalse: la carga incrementa la energía disponible, mientras que la descarga la reduce. En ambos procesos deben considerarse las pérdidas asociadas a las eficiencias de carga y descarga. Esta dinámica se complementa con límites mínimos y máximos de almacenamiento y con potencias máximas de carga y descarga, los cuales restringen las decisiones del EMS y mantienen la operación del sistema dentro de los rangos establecidos [37].

Pérdidas eléctricas del sistema

Todo elemento resistivo de una red eléctrica disipa potencia activa en forma de calor cuando circula corriente por él, fenómeno conocido como efecto Joule. Para una rama l , con resistencia R_l y corriente eficaz I_l , la potencia disipada se expresa mediante (2.4):

$$P_{\text{loss},l} = R_l I_l^2, \quad (2.4)$$

mientras que las pérdidas resistivas de las ramas que componen la red se obtienen mediante (2.5):

$$P_{\text{loss}}^{\text{red}} = \sum_l R_l I_l^2. \quad (2.5)$$

Los transformadores también presentan pérdidas asociadas a la magnetización del núcleo y a la circulación de corriente por sus devanados. Estas pueden representarse mediante una componente de vacío y una componente variable con la cargabilidad del equipo, según (2.6):

$$P_{\text{loss},j}^{\text{tr}} = P_{\text{Fe},j} + P_{\text{Cu},j} \left(\frac{I_{\text{act},j}}{I_{\text{nom},j}} \right)^2, \quad (2.6)$$

donde $P_{\text{Fe},j}$ representa las pérdidas de vacío del transformador j , $P_{\text{Cu},j}$ corresponde a las pérdidas en sus devanados bajo condiciones nominales, $I_{\text{act},j}$ es su corriente de operación e $I_{\text{nom},j}$ su corriente nominal.

La magnitud de las pérdidas eléctricas depende de las corrientes, la topología de la red, los niveles de tensión, las características de las líneas y transformadores, y la distribución espacial de las cargas. Por esta razón, dos condiciones con igual demanda agregada pueden presentar pérdidas diferentes si los consumos se distribuyen de distinta manera entre los nodos del sistema.

La evolución temporal de las pérdidas puede obtenerse mediante simulaciones cuasidinámicas (QDS, del inglés *Quasi-Dynamic Simulation*), las cuales resuelven secuencialmente el flujo de potencia para una serie de condiciones de operación. De esta forma, las pérdidas de líneas y transformadores pueden determinarse en cada intervalo considerando la configuración de la red y los perfiles nodales de demanda y generación [38].

2.5.3. Subsistema Alimentario

El subsistema Alimentario representa la dimensión productiva del enfoque WEF. En comunidades rurales y zonas áridas, esta dimensión suele estar asociada principalmente a la producción agrícola, cuyo desempeño depende de la disponibilidad de agua, las condiciones climáticas, las características del suelo, la etapa fenológica y la programación del riego. Por ello, en modelos EMS-WEF, la dimensión alimentaria puede representarse mediante indicadores como los requerimientos hídricos, el déficit de evapotranspiración, la disponibilidad de agua en la zona radicular, la productividad agrícola, la seguridad alimentaria o el rendimiento esperado. Un ejemplo de esta integración es el uso de un índice de productividad por unidad de agua para evaluar conjuntamente diseños de MG, estrategias de riego y selección de cultivos en comunidades agrícolas de pequeña escala [9].

Evapotranspiración del cultivo

A diferencia de una demanda hídrica fija, el requerimiento de agua de un cultivo es dinámico. Este varía en función del clima, del tipo de cultivo, de su etapa de desarrollo y del estado hídrico del suelo.

Por esta razón, los modelos que integran la agricultura dentro del enfoque WEF suelen requerir una representación explícita de la relación suelo-agua-planta-atmósfera. Esta relación permite determinar si el cultivo puede evapotranspirar a su tasa potencial o si, debido a una disponibilidad insuficiente de agua en la zona radicular, entra en una condición de estrés hídrico [35].

La evapotranspiración del cultivo se estima habitualmente a partir de la evapotranspiración de referencia y del coeficiente de cultivo [35]. La evapotranspiración de referencia, denotada como ET_0 , representa la demanda evaporativa de la atmósfera sobre una superficie de referencia. La evapotranspiración del cultivo bajo condiciones estándar, ET_c , se obtiene ajustando esta demanda mediante el coeficiente K_c . Este coeficiente representa las características del cultivo respecto de la superficie de referencia y depende tanto del tipo de cultivo como de su etapa fenológica, lo que permite representar la variación temporal de sus requerimientos hídricos a lo largo del ciclo de crecimiento.

Disponibilidad de agua en la zona radicular

Existe una diferencia entre la demanda atmosférica de agua y la capacidad real del cultivo para satisfacerla. Esta diferencia es fundamental, porque un cultivo puede presentar una demanda potencial elevada, pero no necesariamente disponer de suficiente agua en el suelo para sostener esa evapotranspiración. Por ello, además de ET_0 y K_c , es necesario representar la capacidad de almacenamiento de agua en la zona radicular y su agotamiento progresivo debido a la evapotranspiración [35].

Para ello, se definen dos magnitudes características del suelo y del cultivo. La primera es el agua total disponible en la zona radicular (TAW, del inglés *Total Available Water*), que corresponde a la cantidad de agua almacenada entre la capacidad de campo y el punto de marchitez permanente, evaluada sobre la profundidad efectiva de las raíces. La segunda es el agua fácilmente aprovechable (RAW, del inglés *Readily Available Water*), definida como la fracción de TAW que puede agotarse antes de que el cultivo comience a experimentar estrés hídrico. Esta fracción se determina mediante un factor de agotamiento permisible asociado al cultivo. Mientras el agotamiento de agua en la zona radicular se mantiene por debajo de RAW, la extracción de agua no presenta una restricción significativa; cuando dicho agotamiento supera este umbral, la disponibilidad de agua comienza a limitar la evapotranspiración real del cultivo [35].

La Figura 2.8 presenta una interpretación conceptual de TAW, RAW y del agotamiento de agua en la zona radicular. El eje vertical representa el agotamiento D_r , que aumenta a medida que el suelo pierde agua respecto de la capacidad de campo. La zona superior corresponde a condiciones sin estrés hídrico, mientras que, al superar el umbral RAW, el cultivo comienza a reducir su evapotranspiración real mediante el coeficiente de estrés K_s [35].

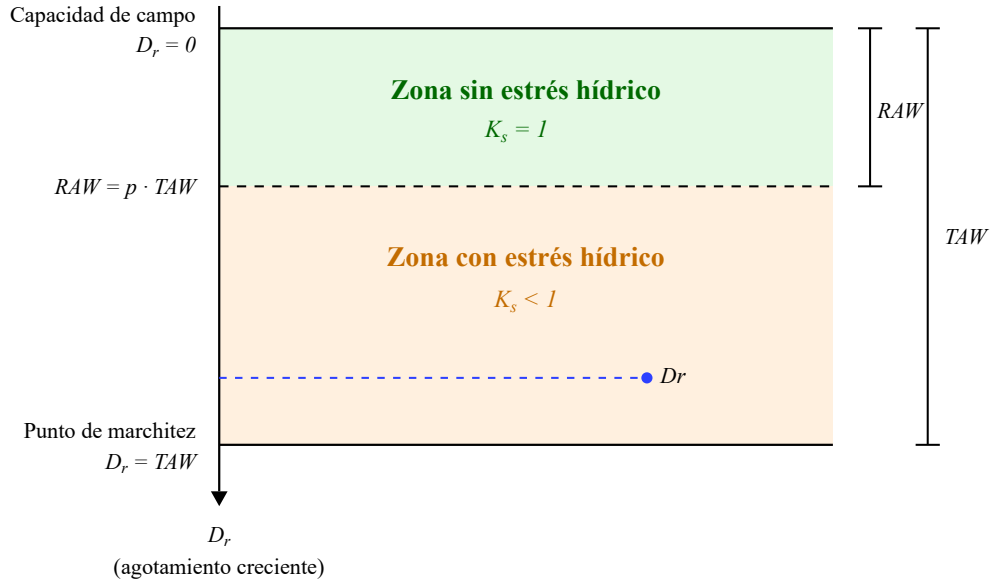


Figura 2.8: Relación entre TAW , RAW y el agotamiento hídrico radicular. Elaboración propia.

Estrés hídrico y evapotranspiración real

El estado hídrico del suelo puede describirse mediante el agotamiento de agua en la zona radicular, denotado como D_r y expresado en mm. Este valor representa la cantidad de agua necesaria para llevar nuevamente la zona radicular a capacidad de campo: un valor bajo de D_r indica una mayor disponibilidad de agua para el cultivo, mientras que un valor alto representa una condición más seca.

El coeficiente de estrés hídrico K_s , de carácter adimensional, traduce este estado del suelo en una reducción de la evapotranspiración. Este coeficiente toma un valor unitario mientras el agotamiento se mantiene por debajo del umbral RAW y disminuye a medida que el agotamiento avanza desde RAW hacia TAW . Cuando el agotamiento alcanza TAW , la disponibilidad de agua para el cultivo llega a su límite inferior y el valor de K_s se aproxima a cero.

La evapotranspiración real del cultivo, ET_a , se obtiene ajustando la evapotranspiración potencial ET_c mediante el coeficiente K_s . Cuando $K_s = 1$, el cultivo evapotranspira de acuerdo con su demanda potencial; cuando $K_s < 1$, la evapotranspiración real disminuye debido al estrés hídrico. Esta relación permite que una decisión de riego no se traduzca únicamente en consumo de agua, sino también en un efecto sobre el estado hídrico del cultivo [35].

Balance hídrico de la zona radicular

La Figura 2.9 muestra el esquema conceptual del balance hídrico en la zona radicular. En este sistema, la precipitación, el riego y el ascenso capilar actúan como entradas de agua, mientras que la evapotranspiración, la escorrentía superficial y la percolación profunda corresponden a salidas. Este balance permite interpretar cómo una decisión de riego modifica el estado hídrico del suelo y, en consecuencia, la capacidad del cultivo para satisfacer su demanda de evapotranspiración [35].

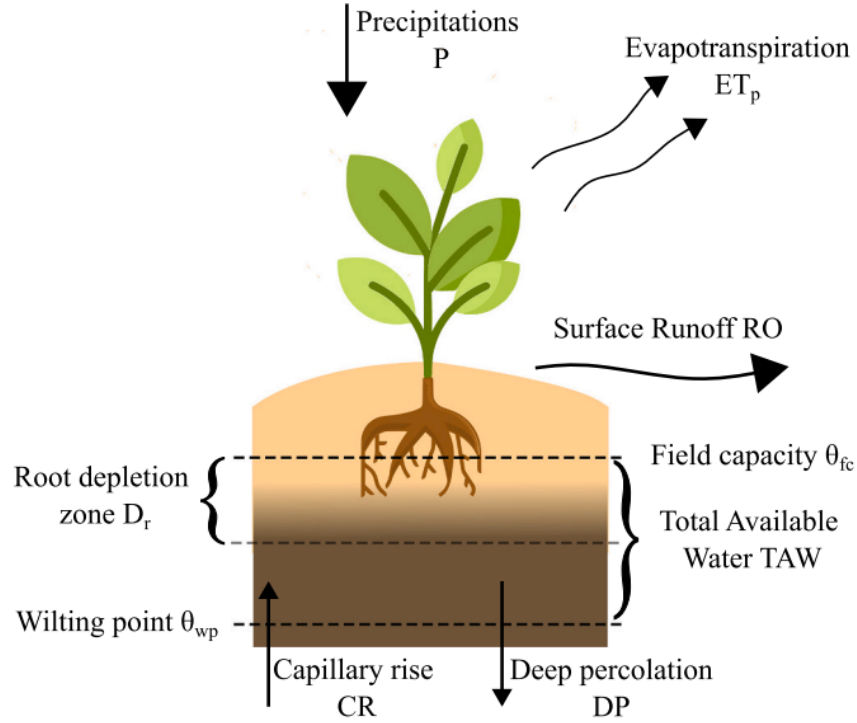


Figura 2.9: Balance hídrico en la zona radicular. Adaptado de [35].

En términos generales, la evolución del agotamiento en la zona radicular se representa mediante un balance de entradas y salidas de agua, análogo en su estructura al balance de volumen presentado en (2.1) para el subsistema de Agua. El riego, la precipitación efectiva y el ascenso capilar tienden a reducir el agotamiento del suelo, mientras que la evapotranspiración real tiende a incrementarlo. Por su parte, la escorrentía superficial y la percolación profunda representan cantidades de agua que no permanecen almacenadas en la zona radicular; esta última se produce cuando el agua incorporada supera la capacidad de almacenamiento del suelo.

En un procedimiento de cálculo secuencial, el agotamiento registrado al inicio de cada intervalo permite determinar el coeficiente de estrés y la evapotranspiración real correspondiente. Posteriormente, las entradas y salidas de agua actualizan el agotamiento que se utilizará como condición inicial del intervalo siguiente [35].

Esta dinámica permite representar el cultivo como un sistema dependiente de estados y decisiones. La evapotranspiración potencial depende del clima y de la etapa fenológica; el riego modifica la disponibilidad de agua en el suelo; el agotamiento radicular determina la aparición de estrés hídrico; y el coeficiente K_s reduce la evapotranspiración real cuando el agua disponible resulta insuficiente. De esta forma, el desempeño agrícola queda vinculado a la secuencia temporal de las decisiones de riego y no solamente al volumen total de agua aplicado [35, 11].

Respuesta del rendimiento al déficit hídrico

El efecto del déficit hídrico sobre la producción agrícola puede incorporarse relacionando la reducción relativa del rendimiento con el déficit relativo de evapotranspiración mediante el coeficiente de respuesta al déficit hídrico K_y [39]. En su forma general, esta relación se expresa mediante (2.7):

$$1 - \frac{Y_a}{Y_m} = K_y \left(1 - \frac{ET_a}{ET_c} \right), \quad (2.7)$$

donde Y_a es el rendimiento efectivo del cultivo e Y_m es el rendimiento máximo potencial, ambos expresados habitualmente en toneladas por hectárea (ton/ha). Un valor mayor de K_y indica que el cultivo presenta una mayor sensibilidad al déficit hídrico, por lo que una reducción de la evapotranspiración real produce una mayor pérdida relativa de rendimiento. Cuando el horizonte de análisis comprende distintas etapas fenológicas, esta relación puede extenderse considerando el déficit de evapotranspiración y el valor de K_y correspondiente a cada etapa del cultivo [39].

En consecuencia, los tres subsistemas del enfoque WEF permiten representar distintos niveles de decisión dentro de un EMS integrado. El subsistema de Agua describe la disponibilidad y asignación del recurso hídrico mediante el balance de volumen presentado en (2.1). El subsistema de Energía determina la operación de los recursos eléctricos mediante el balance de potencia de (2.2) y la representación de tecnologías como la generación hidroeléctrica, la generación FV y el almacenamiento energético. Finalmente, el subsistema Alimentario traduce la disponibilidad de agua para riego en el estado hídrico y el desempeño productivo de los cultivos mediante relaciones de evapotranspiración, estrés hídrico y rendimiento.

Los balances de los subsistemas de Agua y Energía, junto con las variables de estado empleadas para representar el almacenamiento hídrico, energético y radicular, permiten integrar estas relaciones dentro de una misma formulación matemática. La interacción entre los subsistemas genera compromisos entre objetivos de distinta naturaleza, debido a que una misma cantidad de agua o energía puede destinarse a usos que compiten entre sí. En consecuencia, una decisión que mejora el desempeño de un subsistema puede deteriorar el de otro, lo que justifica representar la operación integrada mediante un problema de optimización multiobjetivo capaz de expresar explícitamente dichos compromisos.

2.6. Análisis Multiobjetivo

La optimización matemática se refiere al uso de métodos para determinar la mejor solución dentro de un conjunto factible, por lo que constituye una herramienta utilizada en problemas de toma de decisiones. El desempeño de una solución se evalúa mediante una función objetivo, la cual se busca minimizar o maximizar y está sujeta a un conjunto de restricciones que representan las interacciones entre las variables del sistema y sus características operativas [10].

En un problema de optimización pueden identificarse tres elementos fundamentales [10]:

- **Variables de decisión:** representan las decisiones asociadas al diseño y a las condiciones de operación del sistema.
- **Restricciones:** describen las relaciones existentes entre las variables de decisión mediante ecuaciones o inecuaciones y reflejan limitaciones físicas, tecnológicas o naturales del sistema.
- **Función objetivo:** cuantifica el desempeño del sistema y permite determinar los valores óptimos de las variables de decisión mediante la minimización o maximización de un criterio específico, el cual puede ser de naturaleza económica, técnica o temporal, entre otras.

De manera general, un problema de optimización monoobjetivo puede formularse mediante (2.8):

$$\text{mín } Z = z(x) \quad \text{sueto a} \quad h(x) = 0, \quad g(x) \leq 0, \quad x \in \mathbb{R}^n, \quad (2.8)$$

donde Z corresponde a la función objetivo y x es el vector de variables de decisión. El objetivo del proceso de optimización es determinar los valores de x que permiten alcanzar el valor óptimo de la función objetivo, cumpliendo todas las restricciones del problema. Sin embargo, en sistemas como el EMS-WEF descrito anteriormente, el desempeño no puede reducirse a un único criterio, ya que coexisten objetivos de distinta naturaleza, económicos, hídricos y productivos, que pueden entrar en conflicto entre sí. Esto motiva el planteamiento del problema como uno de optimización multiobjetivo.

2.6.1. Planteamiento general del problema multiobjetivo

En un problema de optimización multiobjetivo se consideran simultáneamente dos o más funciones objetivo, las cuales describen distintos criterios de desempeño del sistema y que, en general, pueden resultar conflictivos entre sí. A diferencia de la optimización monoobjetivo, en este tipo de problemas no existe necesariamente una única solución que optimice todos los objetivos de forma simultánea, sino un conjunto de soluciones que representan distintos compromisos entre los criterios considerados. De manera general, un problema de optimización multiobjetivo puede formularse mediante (2.9) [40]:

$$\text{mín } \mathbf{f}(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x})] \quad \text{sueto a} \quad \mathbf{x} \in S, \quad (2.9)$$

donde $k \geq 2$ corresponde al número de funciones objetivo, $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ es el vector de variables de decisión y $S \subset \mathbb{R}^n$ representa la región factible definida por las restricciones del problema. Cada función $f_i(\mathbf{x})$ cuantifica un criterio específico del sistema, el cual puede estar asociado, por ejemplo, a aspectos económicos, técnicos o ambientales.

Debido a la naturaleza contradictoria de los objetivos, el análisis multiobjetivo no busca identificar una única solución óptima, sino caracterizar el conjunto de soluciones eficientes que describen los posibles compromisos entre los distintos criterios considerados [40].

2.6.2. Optimalidad y convexidad de la frontera de Pareto

En problemas de optimización multiobjetivo, donde se consideran simultáneamente dos o más funciones objetivo potencialmente conflictivas, el concepto de optimalidad se define a partir del criterio de Pareto. Este criterio permite comparar soluciones sin introducir preferencias adicionales entre los objetivos y establece cuándo una solución puede considerarse eficiente desde un punto de vista multiobjetivo.

De acuerdo con la definición formal [40], una solución $\mathbf{x}^* \in S$ se denomina *Pareto-óptima* si no existe otra solución factible $\mathbf{x} \in S$ tal que se cumplan simultáneamente (2.10) y (2.11):

$$f_i(\mathbf{x}) \leq f_i(\mathbf{x}^*) \quad \forall i = 1, \dots, k, \quad (2.10)$$

$$f_j(\mathbf{x}) < f_j(\mathbf{x}^*) \quad \text{para al menos un } j, \quad (2.11)$$

es decir, no existe otra solución que mejore al menos uno de los objetivos sin empeorar alguno de los restantes.

De forma equivalente, un vector objetivo $\mathbf{z}^* = \mathbf{f}(\mathbf{x}^*)$ es Pareto-óptimo si no existe otro vector objetivo factible que lo domine en el espacio objetivo. El conjunto de soluciones Pareto-óptimas constituye el conjunto de Pareto en el espacio de decisión, mientras que sus imágenes mediante la función vectorial $\mathbf{f}$ definen la frontera de Pareto en el espacio objetivo. Esta última representa los distintos compromisos posibles entre los objetivos del problema, tal como se muestra en la Figura 2.10.

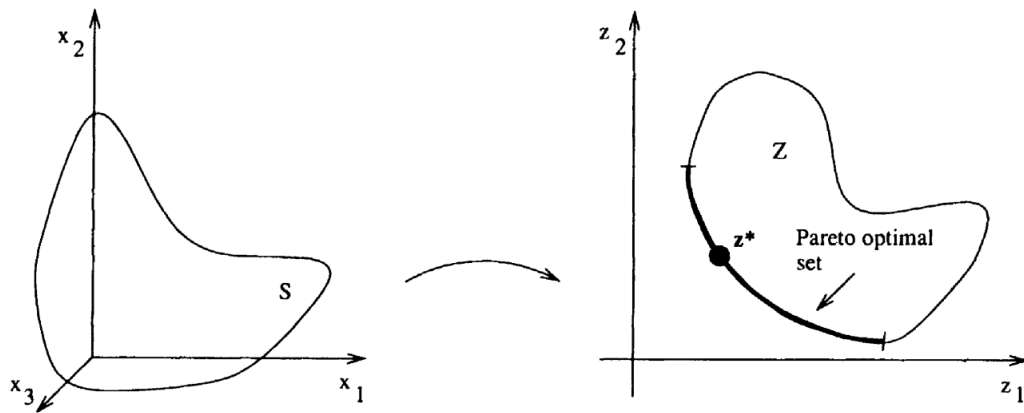


Figura 2.10: Espacio de decisión y frontera de Pareto en el espacio objetivo. Extraído de [40].

La Figura 2.11 ilustra gráficamente el concepto de dominancia de Pareto en un problema de minimización con dos funciones objetivo, f_1 y f_2 . En este caso, las soluciones ubicadas sobre la curva corresponden a soluciones no dominadas, ya que no existe otra solución factible que permita reducir uno de los objetivos sin aumentar el otro. Por el contrario, los puntos vacíos representan soluciones factibles dominadas, debido a que existe al menos una solución con valores menores o iguales en ambos objetivos y estrictamente menor en al menos uno de ellos.

De esta forma, el conjunto de soluciones no dominadas define la frontera de Pareto del problema. Esta frontera representa los distintos compromisos eficientes entre los objetivos considerados: desplazarse a lo largo de ella permite mejorar el desempeño respecto de un objetivo, pero necesariamente a costa de deteriorar el otro [41].

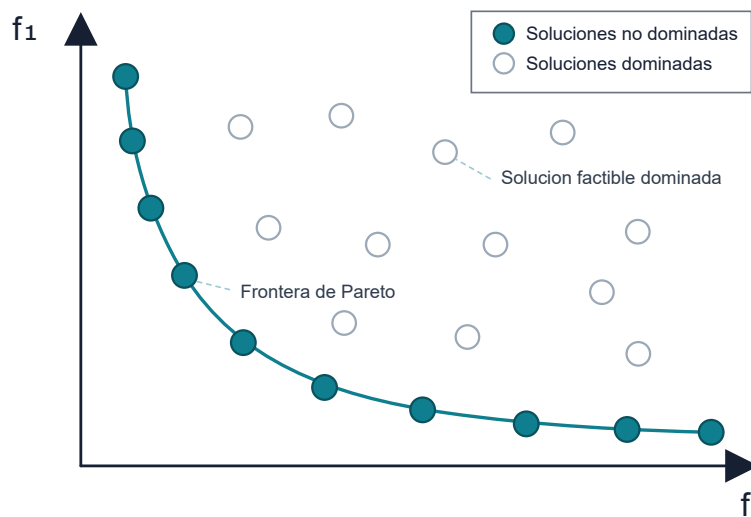


Figura 2.11: Dominancia de Pareto en dos objetivos. Elaboración propia.

La forma geométrica de la frontera de Pareto desempeña, además, un papel fundamental en la obtención de soluciones eficientes mediante distintos métodos de escalarización. En particular, una frontera de Pareto puede presentar regiones convexas o no convexas, lo que determina si ciertos puntos del frente pueden o no ser alcanzados mediante combinaciones lineales de las funciones objetivo [15].

Cuando la frontera de Pareto es convexa, la optimización de una suma ponderada de las funciones objetivo permite obtener soluciones eficientes a lo largo del frente mediante la variación de los pesos asociados a cada objetivo. Sin embargo, en presencia de regiones no convexas, este enfoque resulta limitado, debido a que solo permite obtener soluciones soportadas por una combinación lineal de los objetivos, por lo que determinadas soluciones eficientes pueden quedar fuera de su alcance [15].

La Figura 2.12 ilustra este comportamiento. En el caso de una frontera convexa, la variación de las ponderaciones permite alcanzar distintos puntos del frente. En cambio, en el caso no convexo, algunas soluciones eficientes no pueden obtenerse mediante una escalarización lineal, lo que justifica la consideración de métodos alternativos.

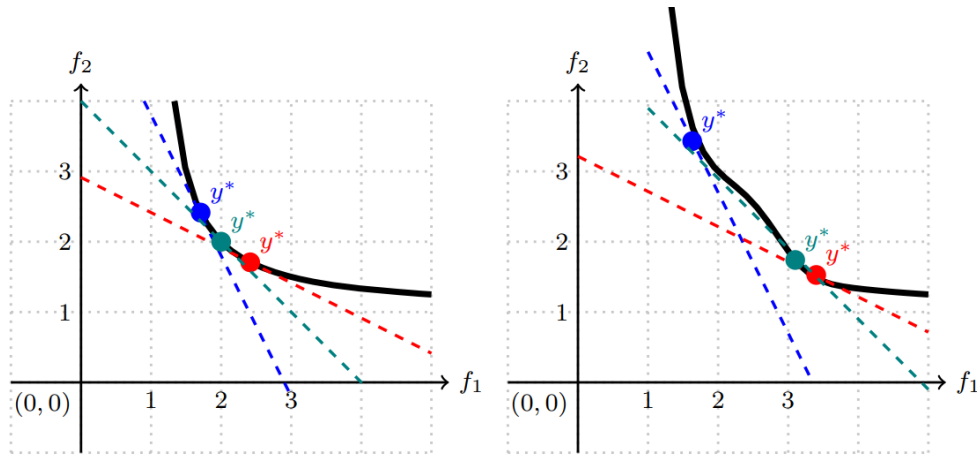


Figura 2.12: Escalarización lineal sobre fronteras de Pareto convexas y no convexas. Extraído de [15].

2.6.3. Métodos de resolución multiobjetivo

Una estrategia ampliamente utilizada para resolver problemas de optimización multiobjetivo consiste en reformular el problema original mediante métodos de escalarización. Entre los más empleados se encuentran el WSM y el método ε -Constraint, los cuales transforman el problema multiobjetivo en uno monoobjetivo mediante formulaciones alternativas. Estos métodos pueden aplicarse de manera independiente y su selección depende de las características del problema y del conjunto de soluciones que se busca explorar. Ambos han sido utilizados en modelos WEF para representar los compromisos entre la disponibilidad de recursos y los objetivos considerados en cada sector [7].

Método WSM

El WSM combina todas las funciones objetivo en una única función objetivo compuesta, asignando a cada objetivo un coeficiente de ponderación. De esta forma, el problema multiobjetivo se reformula mediante (2.12):

$$\min F(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m w_i f_i(\mathbf{x}), \quad (2.12)$$

sujeto a (2.13):

$$\sum_{i=1}^m w_i = 1, \quad w_i \geq 0. \quad (2.13)$$

Cuando las funciones objetivo presentan unidades o magnitudes diferentes, es necesario normalizarlas antes de aplicar el WSM. Este procedimiento permite expresar los objetivos en escalas comparables y evita que alguno de ellos tenga una influencia desproporcionada debido únicamente a sus valores numéricos. Los valores de referencia y el procedimiento utilizado para realizar esta normalización dependen de la formulación considerada y deben establecerse de manera consistente con el problema analizado.

El WSM permite obtener distintas soluciones eficientes para diferentes combinaciones de pesos. Sin embargo, las soluciones obtenidas dependen de los coeficientes de ponderación seleccionados y, en general, el método solo permite explorar completamente la frontera de Pareto cuando esta es convexa [15].

Método ε -*Constraint*

El método ε -*Constraint* consiste en seleccionar una de las funciones objetivo como objetivo principal, mientras que las restantes se incorporan al problema como restricciones con límites predefinidos. La formulación general del método se expresa mediante (2.14):

$$\min f_k(\mathbf{x}) \quad \text{sujeto a} \quad f_i(\mathbf{x}) \leq \varepsilon_i, \quad i \neq k, \quad (2.14)$$

donde $f_k(\mathbf{x})$ corresponde a la función objetivo principal y los parámetros ε_i establecen los valores máximos admisibles para las restantes funciones objetivo. Al variar los valores de ε_i , es posible generar distintas soluciones Pareto-óptimas, lo que permite explorar de manera efectiva fronteras de Pareto no convexas, tal como se ha aplicado en problemas de optimización WEF para caracterizar de forma más completa el conjunto de soluciones eficientes [7].

Metodología

Este capítulo presenta la metodología para el desarrollo de un EMS integrado al nexo WEF, estructurada en tres etapas: (i) caracterización y datos, orientada a recopilar, procesar y organizar la información de los subsistemas; (ii) formulación e implementación del EMS-WEF, que comprende la definición del modelo, su implementación computacional, la definición de escenarios y métricas de evaluación y su resolución multiobjetivo; y (iii) evaluación y análisis de las soluciones obtenidas. La Figura 3.1 resume los pasos de cada etapa, que se describen con mayor detalle en las siguientes subsecciones.

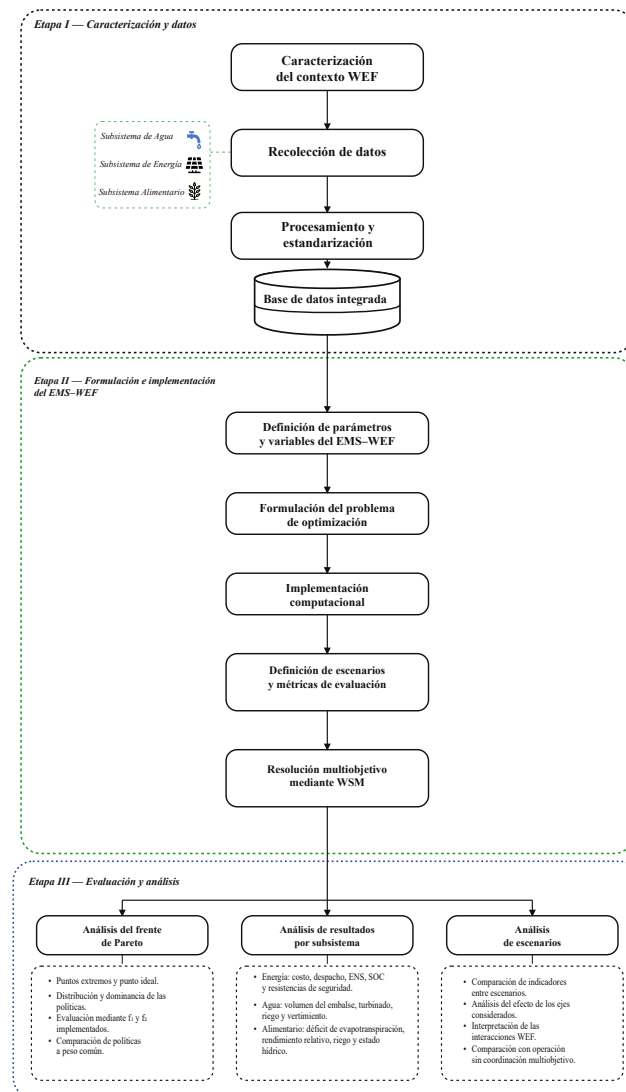


Figura 3.1: Diagrama metodológico. Elaboración propia.

3.1. Etapa I: Caracterización y datos

Esta etapa permite caracterizar el problema desde la perspectiva WEF y construir una base de datos consistente que represente, de forma coordinada, los principales insumos de los subsistemas de Agua, Energía y Alimentario. Para ello, se delimitan los subsistemas y sus variables relevantes, se recopilan las series temporales y los parámetros técnicos asociados a cada sector, y se procesa y estandariza la información para asegurar su compatibilidad con el horizonte de optimización. Finalmente, los datos obtenidos se organizan en una base integrada que pueda ser leída directamente por el código de optimización. El procedimiento es aplicable en comunidades remotas que dispongan de fuentes de información equivalentes, independientemente de su localización geográfica. En particular, esta etapa contempla:

- **Caracterización del contexto WEF:** delimitación de los subsistemas, sus variables relevantes, escalas temporales y principales interdependencias, incluyendo relaciones de compromiso (*trade-offs*) y sinergias.
- **Recolección de datos:** recopilación de series temporales y parámetros técnicos y económicos asociados a la disponibilidad hídrica, la generación eléctrica, la demanda y los requerimientos y la productividad agrícola.
- **Procesamiento y estandarización:** control de calidad, unificación de unidades y ajuste de la resolución temporal de los datos para asegurar su compatibilidad con el horizonte de optimización.
- **Construcción de la base de datos integrada:** organización de la información recopilada y procesada en hojas diferenciadas según su contenido, con encabezados consistentes y campos de identificación temporal cuando corresponda, de modo que pueda ser leída directamente por el código de optimización.

El desarrollo de esta etapa se organiza de acuerdo con los subsistemas de Agua, Energía y Alimentario, describiendo para cada uno las fuentes de información, los procedimientos de procesamiento y la forma en que los datos se incorporan a la base integrada del modelo.

3.1.1. Subsistema de Agua

El subsistema de Agua requiere caracterizar la disponibilidad y distribución del recurso hídrico dentro del sistema analizado. En aquellos sistemas donde el agua ingrese y se distribuya mediante flujos continuos o regulados, esta disponibilidad se representa principalmente mediante caudal, mientras que el volumen se utiliza para describir la acumulación del recurso y realizar los balances correspondientes en los elementos de almacenamiento.

Arquitectura del sistema hídrico local

La arquitectura del sistema hídrico local se caracteriza identificando las fuentes de abastecimiento, los puntos de captación o ingreso del recurso, la infraestructura de almacenamiento, regulación, tratamiento, conducción y distribución, y los distintos usos del agua dentro del sistema. Esta caracterización permite establecer el recorrido del recurso y las relaciones existentes entre sus principales componentes, así como reconocer los puntos en que el agua puede ser almacenada, derivada, utilizada o reincorporada al sistema.

La identificación de esta arquitectura se realiza mediante visitas a terreno, revisión de planos y antecedentes técnicos de la infraestructura, cuando se encuentren disponibles, y entrevistas con las organizaciones comunitarias, operadores o autoridades responsables de la gestión y distribución del agua.

Cuando la disponibilidad hídrica se represente mediante caudal, la caracterización debe identificar los puntos de medición o estimación y la continuidad de los flujos entre los distintos componentes del sistema. En caso de existir una unidad de generación hidroeléctrica, se determina además su ubicación dentro del sistema hídrico.

Fuentes de información sobre disponibilidad hídrica

La disponibilidad hídrica se caracteriza a partir de registros de monitoreo, aforos, antecedentes de captación o estudios técnicos, según las fuentes y la infraestructura del sistema. Para abastecimientos superficiales se pueden utilizar estaciones fluviométricas; cuando se emplean pozos, se consideran sus registros de extracción, niveles y límites de operación. La selección de la fuente depende de su cobertura temporal, resolución, calidad y correspondencia con el punto de abastecimiento representado.

Para el caso de Chile, los registros superficiales pueden consultarse en el Banco Nacional de Aguas de la Dirección General de Aguas (DGA) [42]. Cada fuente se documenta mediante su identificación, ubicación, periodo disponible, unidades e indicadores de calidad. También se identifican datos faltantes e interrupciones, cuyos criterios de tratamiento se registran al construir el perfil de disponibilidad.

El caudal medido en un punto se relaciona con el recurso efectivamente disponible mediante la identificación de derivaciones, repartos y pérdidas entre la captación y los usos. Cuando se dispone de aforos locales o antecedentes técnicos independientes, estos permiten contrastar la magnitud del registro y caracterizar la distribución interna del agua.

Construcción del perfil de disponibilidad hídrica

El perfil de disponibilidad hídrica se construye a partir de la información recopilada para cada fuente de abastecimiento. Cuando se dispone de una serie temporal de caudal, se revisan su cobertura y calidad y se selecciona una representación acorde con el periodo de evaluación y la condición hidrológica de interés. En este caso, las principales alternativas son:

- seleccionar un año observado considerado representativo mediante un criterio explícito, cuando interese conservar una secuencia temporal efectivamente registrada;
- construir un perfil sintético a partir de varios años de registro, mediante un estadístico central aplicado a las observaciones correspondientes a cada día o periodo del calendario;
- utilizar percentiles para caracterizar la variabilidad histórica o representar escenarios con distintos niveles de disponibilidad hídrica.

La media considera la magnitud de todos los valores disponibles, por lo que puede verse influida por observaciones excepcionalmente altas o bajas. La mediana, en cambio, representa una condición central menos sensible a estos valores extremos. Por su parte, los percentiles 25 y 75 delimitan el intervalo que contiene la mitad central de las observaciones y permiten describir la dispersión

existente alrededor del valor adoptado. También pueden utilizarse para representar, respectivamente, escenarios de menor y mayor disponibilidad hídrica cuando el objetivo del análisis así lo requiera.

La elección del procedimiento, del estadístico central y de la escala de agrupación debe justificarse en el caso de estudio, considerando además la cantidad de observaciones válidas que respalda cada valor obtenido. Cuando se construya un perfil sintético, los estadísticos se calculan únicamente con los registros válidos disponibles. El tratamiento de los años bisiestos debe documentarse junto con la serie resultante.

Si la fuente posee resolución diaria y el modelo utiliza intervalos subdiarios, el valor correspondiente a cada día se mantiene constante durante los intervalos que lo componen. De esta manera, se adapta la resolución temporal sin introducir variaciones intradiarias que no estén respaldadas por los registros originales.

Caudal oficial y caudal disponible

Como complemento al registro oficial, y cuando se disponga de instrumentos de aforo adecuados y sea técnicamente posible realizar las mediciones, se pueden recopilar valores puntuales de caudal en sectores representativos del sistema hídrico local. Los puntos de medición se seleccionan a partir de la arquitectura previamente identificada y pueden corresponder a captaciones, elementos de almacenamiento o regulación, conducciones, derivaciones, puntos de entrega y salidas de unidades hidroeléctricas, según la configuración del sistema analizado.

Aunque estas mediciones no constituyan una serie continua, permiten caracterizar la distribución interna del recurso y contrastar el orden de magnitud del registro oficial con los caudales observados en distintos sectores. De esta manera, es posible reconocer repartos entre usos, derivaciones, reincorporaciones y posibles pérdidas de conducción que no pueden determinarse únicamente a partir de la medición realizada en la estación oficial.

Las diferencias observadas entre el caudal oficial y las mediciones locales no se atribuyen directamente a pérdidas de conducción, ya que también pueden estar asociadas al momento y lugar de la medición, a variaciones en la distribución del recurso, a las condiciones de operación del sistema o a la precisión del instrumento utilizado. Por esta razón, las mediciones deben registrarse junto con su fecha, ubicación y condiciones de operación, y se utilizan principalmente para caracterizar el funcionamiento interno del sistema y estimar el caudal efectivamente disponible para sus distintos usos.

Infraestructura de almacenamiento y regulación hídrica

Cuando el sistema hídrico cuente con un embalse, estanque o piscina de regulación, se deben caracterizar su capacidad de almacenamiento y sus principales condiciones de operación. Esta información se obtiene a partir de planos, fichas técnicas, memorias de diseño u otros antecedentes disponibles. Cuando estos no existan, pueden realizarse mediciones directas en terreno y estimar el volumen mediante relaciones geométricas o mediante la división de la estructura en secciones simples.

Si no existe almacenamiento, se caracterizan los límites de captación, extracción y conducción, y el balance se plantea a partir de los caudales disponibles. La incorporación de bombas o redes presurizadas requiere representar sus capacidades y su consumo eléctrico cuando formen parte del sistema analizado.

Además de la capacidad física, se definen los límites operativos requeridos por el modelo, tales como el volumen inicial, el volumen mínimo de operación, la reserva requerida al término del horizonte de

análisis y la capacidad de evacuación de excedentes, cuando corresponda. Estos valores se establecen considerando los antecedentes técnicos, las prácticas de operación y las condiciones de seguridad de la infraestructura.

Caracterización de la infraestructura y operación del riego

Se identifica la forma en que el agua es conducida y entregada a las áreas de cultivo, considerando si el sistema opera por gravedad mediante canales, derivaciones o compuertas, o si requiere bombeo y conducción presurizada. Para cada componente relevante se recopilan sus características de operación, incluyendo los caudales de conducción o entrega, la existencia de mecanismos de control manuales o automáticos y los puntos desde los cuales el recurso puede ser distribuido hacia los distintos sectores de riego.

También se determinan las condiciones que limitan la operación del sistema, como el número de canales, compuertas o equipos de bombeo que pueden funcionar simultáneamente, los periodos habituales de riego y otras restricciones asociadas a la infraestructura o a las prácticas locales. Esta información se obtiene mediante mediciones en terreno, revisión de antecedentes técnicos y entrevistas con las organizaciones o responsables de la distribución del agua. Cuando no se disponga de información suficiente, las condiciones adoptadas deben definirse de manera conservadora y quedar justificadas en el caso de estudio.

Cuando el sistema de conducción se componga de más de un tramo o ruta entre el punto de captación y las áreas de cultivo, se caracteriza la eficiencia de conducción de cada tramo de manera independiente, en función de su material, longitud y estado de mantención. Esta caracterización puede apoyarse en valores indicativos disponibles en la literatura técnica para el tipo de canal identificado, contrastados cuando sea posible con las distancias y condiciones observadas en terreno. Cuando la conducción se realice mediante canales sucesivos, como un tramo principal seguido de ramales hacia cada sector de riego, se documenta la eficiencia correspondiente a cada tramo por separado, evitando aplicar una misma pérdida más de una vez sobre el mismo volumen de agua.

Límites de caudal de la turbina hidroeléctrica

Cuando el sistema disponga de una unidad de generación hidroeléctrica, se identifican sus límites mínimo y máximo de caudal de operación. Estos valores se obtienen preferentemente de la ficha técnica, las especificaciones del fabricante o los antecedentes operativos de la instalación.

Cuando esta información no se encuentre disponible, el caudal máximo puede estimarse mediante mediciones realizadas en condiciones cercanas a la operación nominal o a partir de los parámetros técnicos conocidos de la unidad. El caudal mínimo corresponde al menor valor con el que la turbina pueda operar de manera estable. Si se admite la detención completa de la unidad, debe distinguirse entre dicho mínimo técnico y la condición de caudal nulo durante los periodos en que permanezca fuera de operación.

Debe distinguirse, además, entre la capacidad nominal de la unidad, correspondiente a su especificación de placa o de diseño, y el límite operativo efectivamente adoptado para el despacho, cuando la organización o los operadores del sistema restrinjan voluntariamente su uso por debajo de dicha capacidad, con el fin de resguardar el volumen almacenado ante variaciones del caudal afluente. En tal caso, el modelo utiliza el límite operativo declarado por el sistema como cota de la variable de decisión, y ambos valores quedan documentados de manera independiente en el caso de estudio.

3.1.2. Subsistema de Energía

El subsistema de Energía requiere caracterizar la demanda eléctrica, las fuentes de suministro, los sistemas de almacenamiento y las condiciones técnicas y económicas que determinan su operación. La información puede obtenerse mediante mediciones en terreno, registros históricos, antecedentes técnicos, modelos de simulación o estimaciones construidas para el sistema analizado. Posteriormente, los datos se procesan y organizan con las unidades y resoluciones temporales requeridas por el modelo.

Registros y mediciones del sistema eléctrico

La demanda puede caracterizarse mediante registros históricos, sistemas de monitoreo o campañas de medición. Cuando se dispone de instrumentos y acceso a la instalación, se pueden recopilar mediciones directas de las variables eléctricas del sistema mediante un analizador de redes u otro instrumento adecuado. El punto de medición se selecciona de acuerdo con la configuración de la red y con la variable que se requiera caracterizar, procurando obtener una representación agregada de la demanda cuando ello sea técnicamente posible.

La duración y resolución temporal del periodo de medición dependen de las condiciones de operación del sistema, de la variabilidad esperada y de la disponibilidad de instrumentos. El periodo seleccionado debe incluir condiciones suficientemente representativas para estimar indicadores como la potencia media, la demanda máxima, el comportamiento diario y la energía consumida. Posteriormente, los registros pueden agregarse o ajustarse a la resolución temporal requerida por el modelo.

Perfil de demanda eléctrica

El perfil de demanda se obtiene a partir de registros compatibles con el periodo de evaluación o se construye mediante un modelo de usos y equipos cuando la información medida es insuficiente. Una alternativa es RAMP (del inglés *Remote-Areas Multi-energy systems load Profiles*). Este modelo *bottom-up*, estocástico y de código abierto fue desarrollado para generar perfiles de demanda en zonas remotas a partir de información que puede obtenerse mediante encuestas o entrevistas [43].

Como muestra la Figura 3.2, RAMP organiza la demanda en tipos de usuario, usuarios individuales y equipos. Cada equipo se caracteriza, como mínimo, mediante su cantidad, potencia, tiempo diario de uso y ventanas horarias de operación. A partir de estos parámetros, el modelo determina estocásticamente la ocurrencia y duración de los eventos de encendido, su ubicación dentro de las ventanas declaradas y la cantidad de unidades que opera simultáneamente. También permite representar frecuencias semanales y ciclos de trabajo cuando el comportamiento del equipo lo requiera.

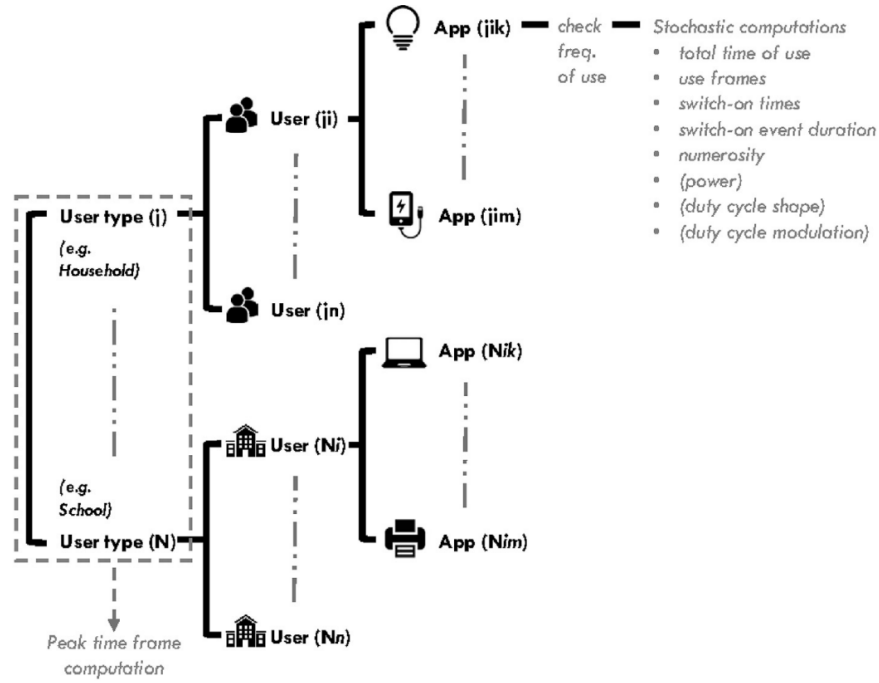


Figura 3.2: Capas de modelación y cálculos estocásticos de RAMP. Fuente: [43].

Antes de incorporar la encuesta al modelo, se revisa la coherencia física de las potencias y duraciones declaradas, dado que el tiempo de utilización informado por un usuario no implica necesariamente una operación continua a potencia nominal. Los parámetros se ajustan, cuando corresponda, considerando la potencia efectiva, la duración mínima de los eventos y el ciclo de trabajo del equipo.

Los perfiles generados para los distintos equipos y usuarios se agregan para obtener la demanda total del sistema. Debido al carácter estocástico de RAMP, cuando existe una medición de corta duración, esta se utiliza como referencia para contrastar la escala y la forma temporal del perfil sintético, sin pretender reproducir cada evento observado. El procedimiento se repite para cubrir los días del periodo de evaluación y la serie resultante se ajusta a la resolución temporal requerida por el EMS.

Pérdidas eléctricas del sistema

Las pérdidas eléctricas $P_{\text{loss}}(k)$ se obtienen mediante mediciones, estimaciones técnicas o simulación de la red. Cuando se utiliza una simulación cuasidinámica (QDS), se representan la topología de la red, las características de sus líneas y transformadores, la distribución nodal de las cargas y las fuentes de generación. El flujo de potencia se resuelve para cada intervalo y permite determinar la evolución temporal de las pérdidas técnicas. La herramienta utilizada y la configuración de la red se especifican en el caso de estudio.

Para mantener la consistencia entre la simulación eléctrica y el modelo de optimización, la QDS debe utilizar los mismos perfiles temporales de demanda eléctrica y generación considerados posteriormente por el EMS. Asimismo, se deben conservar la distribución nodal, la base temporal y la resolución de las series. Esta correspondencia es necesaria porque las pérdidas no dependen únicamente de la demanda agregada, sino también de la magnitud y dirección de los flujos de potencia originados por la ubicación de las cargas y las inyecciones de generación.

Para cada intervalo k , la pérdida técnica total se obtiene mediante la suma de las pérdidas calculadas en las líneas y los transformadores de la red, según (3.1):

$$P_{\text{loss}}(k) = \sum_l P_{\text{loss},l}(k) + \sum_j P_{\text{loss},j}^{\text{tr}}(k), \quad (3.1)$$

donde $P_{\text{loss},l}(k)$ representa la pérdida de la línea l y $P_{\text{loss},j}^{\text{tr}}(k)$ corresponde a la pérdida del transformador j durante el intervalo k .

Cuando se consideren condiciones diferentes de demanda o generación, debe ejecutarse la QDS correspondiente a cada combinación de perfiles. De esta manera, cada trayectoria de demanda queda asociada a una serie de pérdidas obtenida bajo las mismas condiciones eléctricas utilizadas por el EMS.

Antes de incorporar las pérdidas a la base de datos, se verifica la correspondencia temporal entre las series, la consistencia de sus unidades, la ausencia de intervalos faltantes o duplicados y la validez física de los valores obtenidos. La serie resultante se incorpora al EMS como un dato de entrada para cada intervalo del horizonte de análisis. Las pérdidas se precomputan para los perfiles eléctricos adoptados y se mantienen como una serie de entrada durante la resolución del EMS.

Recurso solar e irradiancia

El recurso solar se caracteriza mediante registros de irradiancia obtenidos desde estaciones meteorológicas, bases de datos satelitales u otras fuentes confiables disponibles para el área de estudio. La fuente se selecciona considerando su representatividad climática, ubicación, altitud, cobertura temporal, resolución y calidad de los registros. Para el caso de Chile, se puede utilizar la información proporcionada por la Red Agrometeorológica del Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA) [44].

La serie recopilada se revisa para identificar datos faltantes, unidades y consistencia temporal, y posteriormente se ajusta a la resolución requerida por el modelo mediante un procedimiento compatible con las características del registro original. Esta información, junto con la potencia FV instalada y los parámetros técnicos del sistema, permite estimar la potencia fotovoltaica disponible durante el horizonte de análisis.

Aspectos económicos

La componente económica del EMS considera los costos unitarios de la generación diésel, la descarga del BESS, la generación hidroeléctrica y la ENS. También incorpora coeficientes de penalización para la energía absorbida por las resistencias de seguridad y para los cambios de potencia neta del BESS.

Costo de generación diésel

El costo por energía generada con el grupo electrógeno se estima a partir del consumo específico del motor y del precio del combustible. Sea s_D el consumo específico del motor, en L/kWh, a plena carga, y p_D el precio de referencia del diésel, en USD/L. El costo directo de generación por unidad de energía corresponde al producto de ambos, según (3.2):

$$c_D = s_D p_D \quad (3.2)$$

En sistemas aislados, el abastecimiento de combustible incurre además en un costo logístico asociado a su transporte hasta el emplazamiento. En lugar de estimar este costo a partir de una distancia de

viaje y un rendimiento vehicular específicos, que rara vez se conocen con precisión para todo el ciclo de abastecimiento, se incorpora como un recargo porcentual sobre el costo directo de generación. Sea ϕ_{transp} la fracción que representa dicho recargo. El costo total de generación diésel se calcula según (3.3):

$$c_D^{\text{tot}} = c_D (1 + \phi_{\text{transp}}) \quad (3.3)$$

Este enfoque permite representar el costo logístico de abastecimiento mediante un único parámetro ajustable, sin requerir información detallada de rutas o distancias, y se adapta a las condiciones particulares de accesibilidad de cada emplazamiento.

Costo asociado al uso del BESS

A diferencia del diésel, la batería no consume combustible. Su costo variable proviene del desgaste asociado a los ciclos de carga y descarga durante su vida útil. Este enfoque es coherente con las métricas de costo de ciclo de vida utilizadas en la literatura de sistemas de almacenamiento [45].

Antes de estimar este costo, se determina la energía total que la batería puede entregar a lo largo de la vida útil garantizada por el fabricante, denominada *energy throughput*, según (3.4):

$$E_{\text{throughput}} = E_{\text{BESS}}^{\text{nom}} \cdot DoD \cdot \eta_d \cdot N_{\text{cyc}} \quad (3.4)$$

donde $E_{\text{BESS}}^{\text{nom}}$ es la capacidad nominal, DoD es la profundidad de descarga, del inglés *Depth of Discharge*, η_d es la eficiencia de descarga y N_{cyc} es el número de ciclos completos garantizados por el fabricante. El costo de inversión y de operación y mantenimiento se distribuye sobre esta energía total entregable mediante una aproximación al costo nivelado del almacenamiento (*Levelized Cost of Storage*, LCOS), según (3.5):

$$c_{\text{bess}} = \frac{C_{\text{cap}} + C_{\text{O\&M}}}{E_{\text{throughput}}} \quad (3.5)$$

donde $C_{\text{O\&M}}$ corresponde al costo de operación y mantenimiento acumulado durante la vida útil considerada. De esta forma, se representa el impacto económico del BESS mediante un costo por kWh descargado, en lugar de incorporar un modelo electroquímico detallado de degradación. Esto permite penalizar el uso intensivo de la batería de manera coherente con su vida útil garantizada.

Penalización por cambios de potencia del BESS

Para desalentar variaciones innecesarias en su operación, se introduce el coeficiente κ_B , expresado en USD/kW por cambio. Este se aplica a la diferencia absoluta entre la potencia neta del BESS en bloques consecutivos, definida como la descarga menos la carga. El término representa un criterio de regularidad del despacho, distinto del costo por energía descargada: no se multiplica por la duración del intervalo ni impone un límite máximo a los cambios de potencia.

Costo de la generación hidroeléctrica

Aunque la generación hidroeléctrica no requiere combustible, su operación puede incorporar costos variables asociados al uso y mantenimiento de la unidad. Estos se representan mediante el coeficiente c_{hyd} , expresado en USD/kWh, aplicado a la energía hidroeléctrica generada durante el horizonte de análisis. Su valor se determina a partir de antecedentes operativos, información técnica de la instalación o referencias aplicables a sistemas de características equivalentes.

Penalización de la energía absorbida por resistencias de seguridad

Los excedentes eléctricos que no se destinan a satisfacer la demanda, cubrir las pérdidas o cargar el BESS pueden ser absorbidos por resistencias de seguridad. La energía disipada se penaliza mediante el coeficiente c_{SR} , expresado en USD/kWh, para desalentar su uso cuando exista otra decisión operativa factible. Este coeficiente no identifica la fuente de origen del excedente ni supone necesariamente un costo físico de operación de las resistencias.

Costo de energía no suministrada

Finalmente, la ENS se penaliza como un múltiplo del mayor costo unitario entre los recursos energéticos despachables considerados en el modelo. De esta forma, su utilización resulta económicamente menos conveniente que recurrir a cualquiera de las alternativas disponibles, siempre que estas puedan satisfacer la demanda, según (3.6):

$$c_{ENS} = \gamma_{ENS} \max \{ c_D^{\text{tot}}, c_{\text{bess}}, c_{\text{hyd}} \}, \quad \gamma_{ENS} > 1 \quad (3.6)$$

El factor γ_{ENS} determina el nivel de penalización asignado a la energía no suministrada y debe definirse en el caso de estudio. Cuando el costo de generación diésel sea el mayor entre los recursos considerados, la expresión anterior se reduce a $c_{ENS} = \gamma_{ENS} c_D^{\text{tot}}$.

3.1.3. Subsistema Alimentario

El subsistema Alimentario requiere recopilar información sobre los cultivos presentes, sus superficies, calendarios agrícolas y parámetros agronómicos necesarios para estimar sus requerimientos hídricos y su respuesta al déficit de agua. Los requerimientos hídricos se caracterizan inicialmente mediante láminas de agua, cuya relación con la superficie cultivada y con la operación del sistema de riego se establece posteriormente en la formulación del modelo.

La obtención y organización de los parámetros agronómicos se apoya en los antecedentes proporcionados por FAO-56 para la estimación de la evapotranspiración de los cultivos [35] y por FAO-33 para la relación entre déficit hídrico y rendimiento [39]. CROPWAT puede utilizarse como herramienta de consulta y apoyo [46, 47]. En particular, los valores del coeficiente de cultivo K_c correspondientes a las etapas inicial, de desarrollo, media y final se obtienen de las fuentes agronómicas de referencia y pueden contrastarse mediante esta herramienta y se asocian posteriormente al calendario de cada cultivo.

Evapotranspiración de referencia

La evapotranspiración de referencia ET_0 representa la demanda atmosférica de agua de una superficie de referencia y constituye una variable climática fundamental para estimar los requerimientos hídricos de los cultivos. Se obtiene desde una red agrometeorológica oficial u otra fuente confiable que reporte esta variable calculada mediante el método Penman–Monteith FAO, establecido como método estándar por FAO-56 [35]. Para el caso de Chile, se puede utilizar la información proporcionada por la Red Agrometeorológica del Instituto de Investigaciones Agropecuarias [44].

La serie se revisa para identificar su cobertura temporal, datos faltantes y valores atípicos. Cuando se disponga de registros completos para el horizonte analizado, estos se utilizan directamente. En caso contrario, los datos faltantes pueden completarse o sustituirse mediante un procedimiento debidamente justificado, conservando diferenciados los registros originales y los valores procesados.

Estructura productiva y superficies

La estructura productiva del área de estudio, es decir, los cultivos presentes y la superficie ocupada por cada uno, se caracteriza mediante encuestas, catastros agrícolas locales, entrevistas con productores y organizaciones comunitarias, y bases de datos oficiales de estadística agropecuaria disponibles para la zona. La información procedente de distintas fuentes se contrasta considerando su escala territorial, periodo de referencia y nivel de detalle. Cuando existan discrepancias, se prioriza el antecedente más específico y representativo del área analizada, dejando registrado el origen de cada superficie adoptada.

Calendario agrícola y etapas fenológicas

Para cada cultivo se requiere un calendario fenológico que identifique la fecha de siembra y la duración de las etapas inicial, de desarrollo, media y final. Esta información se obtiene preferentemente de antecedentes agrícolas locales, como catastros, entrevistas con productores y boletines agroclimáticos regionales de organismos públicos competentes. CROPWAT se utiliza como herramienta de apoyo para establecer duraciones de referencia y contrastar la coherencia de los antecedentes recopilados. Cuando se disponga de información local validada, esta tiene prioridad y su origen queda registrado en la base de datos.

Los valores de $K_{c,ini}$, $K_{c,med}$ y $K_{c,fin}$ se obtienen de las referencias proporcionadas por FAO-56 [35] para cada cultivo. El calendario fenológico permite distribuir estos valores temporalmente a lo largo del ciclo de crecimiento. Durante la etapa inicial, K_c permanece aproximadamente constante en $K_{c,ini}$. Durante la etapa de desarrollo, aumenta progresivamente hasta alcanzar $K_{c,med}$, valor que se mantiene durante la etapa media, cuando el cultivo presenta su mayor cobertura y desarrollo. Finalmente, durante la etapa final, K_c disminuye progresivamente hasta $K_{c,fin}$ como consecuencia de la maduración y senescencia del cultivo.

La Figura 3.3 presenta esta evolución de forma generalizada y constituye la referencia conceptual para distribuir temporalmente los valores de K_c de cada cultivo.

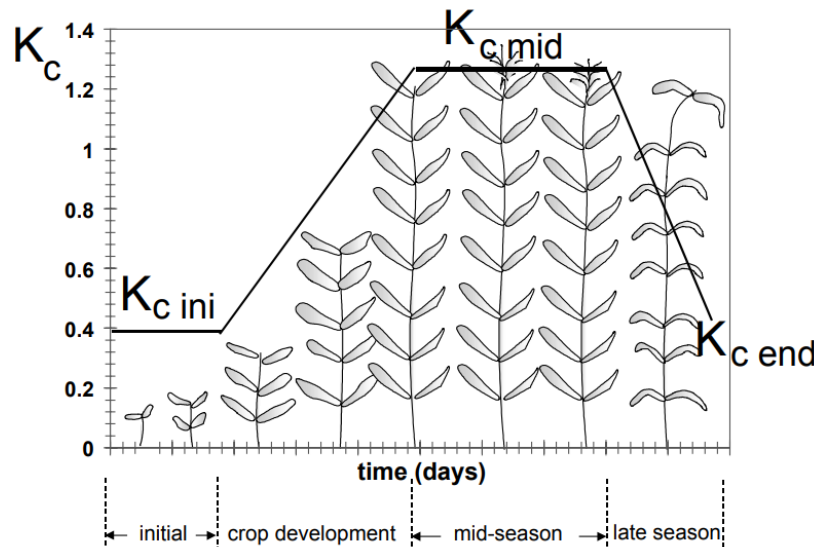


Figura 3.3: Evolución generalizada del coeficiente de cultivo K_c durante el ciclo de crecimiento. Extraída de [35].

Parametrización agronómica

Para cada cultivo se requiere, además del calendario fenológico, un conjunto de parámetros que permita representar sus requerimientos hídricos, la disponibilidad de agua en la zona radicular y su respuesta al déficit. Los parámetros mínimos necesarios y sus fuentes de obtención son los siguientes:

- Coeficiente de cultivo K_c : los valores $K_{c,ini}$, $K_{c,med}$ y $K_{c,fin}$ se obtienen de las referencias de FAO-56 [35]. CROPWAT se utiliza como herramienta de apoyo para contrastar estos valores y verificar su coherencia con las duraciones fenológicas adoptadas.
- Profundidad radicular Z_r y fracción de agotamiento permisible p : se obtienen de las tablas de referencia de FAO-56 [35] según el cultivo analizado. Cuando se disponga de antecedentes locales validados, estos pueden sustituir los valores de referencia.
- Capacidad de campo θ_{FC} y punto de marchitez permanente θ_{WP} : se obtienen preferentemente de análisis de suelo, estudios técnicos o antecedentes agrícolas disponibles para el área analizada. Cuando no exista información local, pueden adoptarse valores de referencia asociados a la textura del suelo identificada.
- Eficiencia de aplicación del riego η_r : se identifica el método de riego utilizado, como riego superficial, aspersión o goteo, a partir de la infraestructura existente y de observaciones en terreno. Para cada método puede adoptarse inicialmente una eficiencia reportada por estudios o manuales técnicos, la cual puede sustituirse cuando se disponga de mediciones locales validadas.
- Coeficiente de respuesta al déficit hídrico K_y : se obtiene de las tablas de referencia de FAO-33 [39], considerando las etapas fenológicas para las que exista información.
- Agotamiento inicial de la zona radicular D_r^0 : se estima a partir de mediciones o antecedentes sobre la humedad inicial del suelo. Cuando estos no se encuentren disponibles, se adopta una condición inicial debidamente justificada para el caso de estudio.

Cuando no se disponga de información local validada, se adoptan los valores reportados por FAO u otras fuentes técnicas de referencia. La fuente utilizada para cada parámetro queda registrada en la base de datos, de manera que pueda distinguirse entre antecedentes locales y valores obtenidos de fuentes de referencia.

Precipitación y precipitación efectiva

La precipitación se obtiene de registros meteorológicos representativos del área de estudio, preferentemente de la misma red utilizada para la evapotranspiración de referencia cuando se disponga de información compatible. La serie se revisa considerando su cobertura temporal, resolución, unidades y datos faltantes antes de incorporarla a la base de datos.

A partir de la precipitación total se estima la precipitación efectiva, entendida como la fracción que queda disponible en la zona radicular de los cultivos. El procedimiento utilizado depende de la información disponible y de las condiciones del área analizada. Cuando se adopte un factor de efectividad u otro método simplificado, este debe justificarse en el caso de estudio. La precipitación total y la efectiva se registran por separado.

Organización actual del riego

La forma en que la comunidad organiza y distribuye el agua de riego entre los cultivos, incluyendo los turnos, sus frecuencias y los criterios de prioridad, puede no encontrarse formalmente documentada. Por esta razón, la información se recopila mediante encuestas y entrevistas con la organización de regantes, los productores o la autoridad local responsable de la distribución del agua. La operación observada permite caracterizar las prácticas actuales de riego y, cuando corresponda, establecer una condición de referencia para evaluar posteriormente el desempeño del enfoque propuesto.

3.1.4. Base de datos integrada

La información recopilada y procesada durante la caracterización de los subsistemas de Agua, Energía y Alimentario se organiza en una estructura de datos integrada, implementada mediante una herramienta tabular que permita centralizar, relacionar y verificar las variables requeridas por el modelo. Esta base constituye la interfaz entre la Etapa I y el código de optimización, al reunir las series temporales, los parámetros técnicos y económicos, la información agronómica y las condiciones del escenario analizado.

La organización de la información permite que el código lea directamente los datos requeridos por el modelo y reduce la necesidad de incorporar valores de forma fija en su implementación. De esta manera, la actualización de una serie, un parámetro o un escenario puede realizarse principalmente mediante la modificación de la base de datos, sin alterar la formulación matemática.

Para permitir esta lectura, la base debe cumplir los siguientes principios de organización:

1. **Separación temática de la información.** Las series temporales, los parámetros de los componentes, la información agrícola y las variables de control se organizan en conjuntos diferenciados según su contenido.
2. **Encabezados consistentes.** Las columnas se identifican mediante nombres definidos y estables, de modo que el código pueda leer la información sin depender de su posición dentro de cada hoja.
3. **Identificación temporal.** Las series incluyen los campos necesarios para identificar cada registro de acuerdo con su resolución, como fecha, mes, día, hora o intervalo temporal, según corresponda.
4. **Control de los escenarios.** La base incluye los parámetros requeridos para definir el horizonte de análisis, las condiciones del escenario y la configuración de resolución, permitiendo modificar sus valores efectivos sin intervenir la formulación matemática.
5. **Identificación del origen de los datos.** Las series y los parámetros se asocian con su fuente y, cuando corresponda, con el procedimiento empleado para su procesamiento o estimación.

La Tabla 3.1 presenta la clasificación general de la información que conforma la base de datos. La cantidad y el nombre específico de las hojas pueden adaptarse a las características y fuentes disponibles en cada aplicación.

Tabla 3.1: Estructura general de la base de datos integrada.

Subsistema	Grupo de información	Tipo de dato	Contenido principal
Agua	Disponibilidad hídrica	Serie temporal	Registros de caudal y series procesadas que representen el recurso disponible durante el horizonte analizado.
	Infraestructura hídrica	Parámetros	Capacidades de almacenamiento, condiciones iniciales y límites de operación de los componentes hidráulicos.
	Distribución y riego	Parámetros	Caudales de entrega, capacidades de conducción y restricciones operativas de la infraestructura de distribución.
Energía	Demanda eléctrica	Serie temporal	Perfiles de potencia eléctrica requeridos por el sistema para los escenarios considerados.
	Pérdidas eléctricas	Serie temporal	Series de pérdidas técnicas obtenidas mediante medición o simulación, sincronizadas con los perfiles de demanda y las condiciones de generación consideradas.
	Recursos de generación	Serie temporal	Disponibilidad de los recursos de generación, como la irradiancia solar y el caudal disponible que condiciona la generación hidroeléctrica.
	Componentes energéticos	Parámetros	Características técnicas, límites operativos y costos de generación y almacenamiento, incluida la capacidad de disipación y los coeficientes CSR y κ_B .
Alimentario	Variables agroclimáticas	Serie temporal	Evapotranspiración de referencia, precipitación y otras variables climáticas requeridas para caracterizar los cultivos.
	Estructura productiva	Tabla por cultivo	Cultivos presentes, superficies y calendarios agrícolas del área analizada.
	Parámetros agronómicos	Tabla por cultivo	Coefficientes de cultivo, características radiculares, parámetros del suelo, eficiencia de riego y respuesta al déficit hídrico.
General	Control del escenario	Parámetros	Horizonte, periodo seleccionado, condiciones del escenario y parámetros de resolución utilizados en la ejecución del modelo.

La resolución de las series temporales depende de la disponibilidad y características de las fuentes originales. Antes de incorporarlas al modelo, las series se ajustan a una resolución temporal compatible con el horizonte y la discretización definidos para cada aplicación.

Cuando las series temporales provengan de periodos o años diferentes, se establece una referencia temporal común para permitir su utilización coordinada. La correspondencia puede realizarse mediante identificadores como el mes, el día, la hora o el intervalo temporal, según la resolución de los datos disponibles. El horizonte resultante constituye un ciclo representativo construido a partir de las distintas fuentes y no una reproducción histórica de un año calendario particular. La procedencia de cada serie y los tratamientos aplicados deben quedar documentados.

No toda la información recopilada durante la caracterización debe incorporarse directamente como una variable numérica. Los antecedentes cualitativos, como la arquitectura física del sistema o las prácticas locales de distribución del agua, se documentan en el caso de estudio y se utilizan para justificar los parámetros y condiciones de operación adoptados.

3.2. Etapa II: Formulaci3n e implementaci3n del EMS-WEF

La formulaci3n se organiza seg3n los componentes y las relaciones de acoplamiento identificados en la etapa de caracterizaci3n. Para cada aplicaci3n se incorporan los balances y las restricciones correspondientes a su infraestructura y organizaci3n operativa. Las relaciones presentadas a continuaci3n permiten representar el almacenamiento y la distribuci3n del agua, la generaci3n hidroel3ctrica, FV y di3sel, el BESS y la entrega de riego, cuando estos componentes forman parte del sistema analizado. En la segunda etapa se desarrolla el modelo matem3tico del EMS-WEF mediante la definici3n de conjuntos, par3metros, variables de decisi3n, funciones objetivo y restricciones. Posteriormente, la formulaci3n se implementa computacionalmente y se resuelve mediante m3todos de optimizaci3n multiobjetivo. De manera resumida, esta etapa contempla:

- **Definici3n de par3metros y variables del EMS-WEF:** organizaci3n de los par3metros t3cnicos, operativos y econ3micos, y definici3n de las variables asociadas a la operaci3n h3drica, el despacho energ3tico y el desempe1o agr3cola.
- **Formulaci3n del problema de optimizaci3n:** representaci3n de la operaci3n conjunta de los tres subsistemas mediante balances f3sicos, relaciones de acoplamiento y restricciones operativas. El problema considera como objetivos el costo de operaci3n del subsistema de Energ3a y el d3ficit h3drico del subsistema Alimentario.
- **Implementaci3n computacional:** codificaci3n del modelo mediante un lenguaje de modelaci3n y configuraci3n de un *solver* compatible con su estructura matem3tica.
- **Definici3n de escenarios y m3tricas de evaluaci3n:** selecci3n de los ejes de an3lisis, sus niveles, la matriz de escenarios, las pol3ticas y los indicadores con los que se comparan las soluciones.
- **Resoluci3n multiobjetivo:** formulaci3n del m3todo de suma ponderada normalizada y del m3todo ε -*Constraint*, y aplicaci3n del primero para obtener pol3ticas de compromiso entre los objetivos considerados.

El modelo se estructura en tres subsistemas acoplados. El subsistema de Agua representa la disponibilidad y distribuci3n del recurso, incorporando el almacenamiento y los caudales asociados a la generaci3n hidroel3ctrica cuando estos componentes existen. El subsistema de Energ3a representa el balance de potencia y la operaci3n coordinada de las fuentes de generaci3n y del sistema de almacenamiento. Finalmente, el subsistema Alimentario representa el estado h3drico de los cultivos y su respuesta a la cantidad de agua recibida. La coordinaci3n entre estos componentes permite relacionar las decisiones de operaci3n energ3tica e h3drica con el desempe1o agr3cola resultante.

La formulaci3n se desarrolla sobre tres escalas temporales discretas y acopladas, debido a que los procesos representados evolucionan a ritmos f3sicos y operativos diferentes. La escala de mayor resoluci3n se utiliza para la operaci3n el3ctrica y, cuando existe almacenamiento h3drico, para su balance intradiario. En los sistemas con compuertas, la programaci3n de apertura se representa a escala horaria, mientras que los procesos agr3nomicos se eval3an diariamente.

La operaci3n del subsistema de Energ3a se modela sobre un horizonte $k \in \mathcal{K}$, con una resoluci3n temporal base Δt_{base} . Dentro de cada ventana de predicci3n, los intervalos futuros pueden agruparse en bloques de mayor duraci3n, seg3n la discretizaci3n temporal presentada en la Secci3n 3.2.5. Esta escala permite representar el despacho el3ctrico, la carga y descarga del sistema de almacenamiento

y las variaciones de la demanda. Cuando existe un embalse vinculado a generación hidroeléctrica, también se utiliza para representar su balance intradiario y el efecto del caudal turbinado.

En los sistemas de riego con compuertas, su programación se define sobre un horizonte horario $t \in \mathcal{T}$. En cada hora se determina qué compuertas se encuentran abiertas, de acuerdo con las capacidades de conducción y las restricciones operativas del sistema de riego.

Las variables agronómicas se definen sobre un horizonte diario $d \in \mathcal{D}$. Esta escala se utiliza para representar la evapotranspiración de los cultivos, la evolución del agotamiento de agua en la zona radicular, el coeficiente de estrés hídrico y el desempeño agrícola.

El acoplamiento entre las escalas temporales se establece mediante las funciones de mapeo $d(k)$, $h(k)$ y $d(t)$, que identifican, respectivamente, el día y la hora a los que pertenece cada bloque temporal, y el día al que pertenece cada hora. Asimismo, se considera un conjunto de unidades de cultivo $i \in \mathcal{C}$, cada una asociada a un cultivo y a una superficie determinada.

La formulación se presenta mediante cuatro bloques principales: el subsistema de Agua, el subsistema de Energía, el subsistema Alimentario y el acoplamiento entre ellos. Posteriormente, sus componentes se integran en un problema de optimización multiobjetivo que considera simultáneamente el costo de operación del subsistema de Energía y el déficit relativo de evapotranspiración ponderado de los cultivos.

3.2.1. Subsistema de Agua

El subsistema de Agua se formula a partir de las fuentes de abastecimiento, la infraestructura y los usos identificados en la caracterización. En los casos en que exista almacenamiento hídrico, se representa la evolución del volumen y sus límites operativos. Cuando el agua también se utiliza para generación hidroeléctrica y riego, se incorporan los caudales y las rutas de distribución correspondientes. La entrega a los cultivos se representa según la organización del riego y los mecanismos de habilitación disponibles.

El modelo avanza con la resolución temporal base adoptada, mientras que los intervalos futuros de la ventana de predicción pueden agruparse en bloques de mayor duración. La duración del bloque k , expresada en horas, se denota mediante Δt_k , y su equivalente en segundos se define en (3.7):

$$\Delta t_k^s = 3600 \Delta t_k. \quad (3.7)$$

Cuando se representa el riego mediante apertura de compuertas, su programación se establece en la escala horaria $t \in \mathcal{T}$, mientras que las variables agrícolas se evalúan en la escala diaria $d \in \mathcal{D}$.

Balance hídrico y disponibilidad de agua para riego

En los casos en que exista un embalse o estanque de regulación, se representa el balance entre el agua almacenada, los caudales de entrada y las salidas hacia los distintos usos. Cuando la infraestructura vincula este almacenamiento con una unidad hidroeléctrica y con los sectores de riego, pueden considerarse una ruta turbinada y una ruta directa. Si existe una conducción de recuperación aguas abajo de la turbina, una fracción del caudal turbinado puede reincorporarse al sistema de riego.

El volumen almacenado en el embalse se modela mediante la variable de estado $V_{\text{res}}^k(k)$, expresada en m^3 . Su evolución durante el bloque k se representa mediante (3.8):

$$V_{\text{res}}^k(k) = V_{\text{res}}^k(k-1) + [Q_{\text{in}}(d(k)) - Q_{\text{hyd}}(k) - Q_{\text{dir}}(k) - Q_{\text{spill}}(k)] \Delta t_k^s, \quad (3.8)$$

donde $Q_{\text{in}}(d(k))$ corresponde al caudal afluente, $Q_{\text{hyd}}(k)$ al caudal turbinado, $Q_{\text{dir}}(k)$ al caudal derivado mediante la ruta directa y $Q_{\text{spill}}(k)$ al vertimiento.

La condición inicial del embalse se establece mediante (3.9):

$$V_{\text{res}}^k(0) = V^0. \quad (3.9)$$

El volumen diario se registra como el valor del estado al cierre de cada día, según (3.10):

$$V_{\text{res}}(d) = V_{\text{res}}^k(k_d^{\text{end}}), \quad \forall d \in \mathcal{D}. \quad (3.10)$$

El volumen almacenado se mantiene dentro de sus límites operativos, según (3.11):

$$V^{\text{mín}} \leq V_{\text{res}}^k(k) \leq V^{\text{máx}}. \quad (3.11)$$

Cuando las condiciones de operación lo requieran, puede establecerse un nivel mínimo de resguardo al término del horizonte, según (3.12):

$$V_{\text{res}}^k(k_N) \geq V^{\text{mín,final}}, \quad (3.12)$$

donde k_N corresponde al último bloque del horizonte de optimización.

Del caudal turbinado, solo una fracción queda disponible para su recuperación aguas abajo de la unidad de generación, según (3.13):

$$Q_{\text{out}}(k) = (1 - \alpha_{\text{cap}}) Q_{\text{hyd}}(k), \quad (3.13)$$

donde $\alpha_{\text{cap}} \in [0, 1]$ representa la fracción perdida durante la captación de la descarga.

El caudal recuperado $Q_{\text{rec}}(k)$ se encuentra limitado por la disponibilidad a la salida de la turbina y por la capacidad de la infraestructura de recuperación, según (3.14) y (3.15):

$$0 \leq Q_{\text{rec}}(k) \leq Q_{\text{out}}(k), \quad (3.14)$$

$$0 \leq Q_{\text{rec}}(k) \leq Q_{\text{rec}}^{\text{máx}}. \quad (3.15)$$

El caudal disponible a la salida de la turbina que no es recuperado se define como se expresa en (3.16):

$$Q_{\text{ovf}}(k) = Q_{\text{out}}(k) - Q_{\text{rec}}(k), \quad Q_{\text{ovf}}(k) \geq 0. \quad (3.16)$$

El límite de recuperación restringe únicamente $Q_{\text{rec}}(k)$: el caudal turbinado puede superar $Q_{\text{rec}}^{\text{máx}}$, sujeto a los límites propios de la unidad hidroeléctrica y de la conducción compartida. La parte no recuperada continúa aguas abajo como $Q_{\text{ovf}}(k)$ y no se reincorpora al riego. Este caudal es distinto de $Q_{\text{spill}}(k)$, que corresponde al vertimiento directo desde el embalse.

La ruta directa se encuentra limitada por la capacidad de su conducción, según (3.17):

$$0 \leq Q_{\text{dir}}(k) \leq Q_{\text{dir}}^{\text{máx}}. \quad (3.17)$$

El turbinado y la ruta directa comparten un tramo de conducción, por lo que su operación conjunta queda restringida mediante (3.18):

$$Q_{\text{hyd}}(k) + Q_{\text{dir}}(k) \leq Q_{\text{ext}}^{\text{máx}}. \quad (3.18)$$

La ruta directa opera a partir del excedente que no puede permanecer almacenado una vez descontado el caudal turbinado. Este excedente se define en (3.19):

$$Q_{\text{excess}}(k) = \text{máx} \left\{ 0, Q_{\text{in}}(d(k)) - Q_{\text{hyd}}(k) - \frac{V^{\text{máx}} - V_{\text{res}}^k(k-1)}{\Delta t_k^s} \right\}. \quad (3.19)$$

El excedente se distribuye entre la ruta directa y el vertimiento, según (3.20):

$$Q_{\text{dir}}(k) + Q_{\text{spill}}(k) = Q_{\text{excess}}(k). \quad (3.20)$$

Una salida positiva por cualquiera de estas rutas implica que el embalse alcanza su capacidad máxima al término del bloque, según (3.21):

$$Q_{\text{dir}}(k) + Q_{\text{spill}}(k) > 0 \implies V_{\text{res}}^k(k) = V^{\text{máx}}. \quad (3.21)$$

El vertimiento se encuentra limitado por la capacidad de descarga, según (3.22):

$$0 \leq Q_{\text{spill}}(k) \leq Q_{\text{spill}}^{\text{máx}}. \quad (3.22)$$

Cuando existen repartos equivalentes del mismo excedente, se adopta una convención que asigna primero a la ruta directa el caudal permitido por su capacidad y por el límite de extracción conjunta, según (3.23):

$$Q_{\text{dir}}(k) = \text{mín} \left\{ Q_{\text{excess}}(k), Q_{\text{dir}}^{\text{máx}}, Q_{\text{ext}}^{\text{máx}} - Q_{\text{hyd}}(k) \right\}, \quad (3.23)$$

mientras que el remanente se registra como vertimiento, según (3.24):

$$Q_{\text{spill}}(k) = Q_{\text{excess}}(k) - Q_{\text{dir}}(k). \quad (3.24)$$

Las rutas recuperada y directa convergen antes de alcanzar los sectores de riego. Cada una incorpora su respectiva eficiencia de conducción, según (3.25):

$$Q_{\text{mix}}(k) = \eta_{\text{rec}} Q_{\text{rec}}(k) + \eta_{\text{dir}} Q_{\text{dir}}(k). \quad (3.25)$$

Una fracción $\beta_{\text{irr}} \in [0, 1]$ del caudal confluyente se destina al sistema de riego, mientras que el resto corresponde a otros usos, según (3.26):

$$Q_{\text{disp}}(k) = \beta_{\text{irr}} Q_{\text{mix}}(k), \quad Q_{\text{oth}}(k) = (1 - \beta_{\text{irr}}) Q_{\text{mix}}(k). \quad (3.26)$$

Antes de alcanzar las compuertas, el caudal destinado al riego se encuentra sujeto a pérdidas de distribución. Considerando una eficiencia $\eta_{\text{dist}} \in [0, 1]$, el caudal disponible para su asignación se define como se expresa en (3.27):

$$Q_{\text{irr}}(k) = \eta_{\text{dist}} Q_{\text{disp}}(k), \quad (3.27)$$

mientras que las pérdidas asociadas a esta etapa corresponden a (3.28):

$$Q_{\text{loss}}^{\text{dist}}(k) = (1 - \eta_{\text{dist}}) Q_{\text{disp}}(k). \quad (3.28)$$

El superíndice dist identifica la etapa de distribución. $Q_{\text{oth}}(k)$ representa el caudal destinado a otros usos, $Q_{\text{loss}}^{\text{dist}}(k)$ las pérdidas producidas durante la distribución y $Q_{\text{irr}}(k)$ el caudal que alcanza el punto de asignación hacia las compuertas.

Programación de las compuertas de riego

Cuando la distribución del agua se organiza mediante canales y apertura de compuertas, la habilitación del riego se representa mediante una programación horaria. Para cada cultivo i se identifica el canal que lo abastece y su capacidad $Q_{\text{irr},i}^{\text{máx}}$. La apertura o cierre de la compuerta durante la hora $t \in \mathcal{T}$ se representa mediante (3.29):

$$\delta_i^{\text{irr}}(t) \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in \mathcal{C}, \quad \forall t \in \mathcal{T}. \quad (3.29)$$

Las restricciones de programación se establecen de acuerdo con la organización del riego y las capacidades de conducción identificadas en la caracterización:

- **Horas máximas de riego por día.**

El límite de apertura diaria se establece en (3.30):

$$\sum_{t \in \mathcal{T}_d} \delta_i^{\text{irr}}(t) \leq \bar{T}_{\text{máx},i}, \quad \forall i \in \mathcal{C}, \quad \forall d \in \mathcal{D}. \quad (3.30)$$

- **Simultaneidad limitada de compuertas.**

El número de compuertas abiertas simultáneamente se limita mediante (3.31):

$$\sum_{i \in \mathcal{C}} \delta_i^{\text{irr}}(t) \leq N_g, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \quad (3.31)$$

donde $N_g \in \mathbb{Z}^+$ representa la capacidad de operación simultánea de la red de canales.

- **Duración mínima del evento de riego.**

La duración mínima se aplica a las horas consecutivas de apertura y puede extenderse entre días. Para cada nueva apertura que permita completar el evento dentro del horizonte modelado, se establece (3.32):

$$\sum_{\tau=t}^{t+T_{\text{mín},i}-1} \delta_i^{\text{irr}}(\tau) \geq T_{\text{mín},i} [\delta_i^{\text{irr}}(t) - \delta_i^{\text{irr}}(t-1)]. \quad (3.32)$$

Sea $\mathcal{T}^{\text{nom}} \subseteq \mathcal{T}$ el conjunto de horas de la ventana nominal y t_H^{end} la última hora modelada, incluidas las horas auxiliares destinadas a completar eventos. Para impedir nuevas aperturas fuera de la ventana nominal o cuando no reste tiempo suficiente para completar la duración mínima, se incorpora (3.33):

$$\delta_i^{\text{irr}}(t) \leq \delta_i^{\text{irr}}(t-1), \quad \forall t \in \mathcal{T} : \quad t \notin \mathcal{T}^{\text{nom}} \text{ o } t > t_H^{\text{end}} - T_{\text{mín},i} + 1. \quad (3.33)$$

Al actualizar la ventana se conserva la racha de apertura implementada y, si el evento aún no alcanza $T_{\text{mín},i}$, se mantienen abiertas las horas pendientes. El límite $\bar{T}_{\text{máx},i}$ continúa aplicándose por día. Este tratamiento mantiene la continuidad de los eventos de riego entre ventanas consecutivas.

El caudal entregado al cultivo i durante el bloque k se representa mediante $Q_{\text{irr},i}(k)$. Su valor queda limitado por la capacidad del canal y por el estado de la compuerta, según (3.34):

$$0 \leq Q_{\text{irr},i}(k) \leq Q_{\text{irr},i}^{\text{máx}} \delta_i^{\text{irr}}(h(k)), \quad \forall i \in \mathcal{C}, \quad \forall k \in \mathcal{K}. \quad (3.34)$$

La suma de los caudales entregados no puede superar la disponibilidad total, según (3.35):

$$\sum_{i \in \mathcal{C}} Q_{\text{irr},i}(k) \leq Q_{\text{irr}}(k), \quad \forall k \in \mathcal{K}. \quad (3.35)$$

La diferencia entre el caudal disponible y el caudal entregado se define en (3.36):

$$Q_{\text{unalloc}}(k) = Q_{\text{irr}}(k) - \sum_{i \in \mathcal{C}} Q_{\text{irr},i}(k), \quad Q_{\text{unalloc}}(k) \geq 0. \quad (3.36)$$

El reparto de $Q_{\text{irr}}(k)$ entre los cultivos se determina dentro del problema de optimización. La apertura de una compuerta habilita la circulación de agua, mientras que $Q_{\text{irr},i}(k)$ determina el caudal entregado.

La lámina diaria incorporada a la zona radicular se obtiene mediante (3.37):

$$I_i(d) = \frac{1000 \eta_{r,i} \eta_{\text{lat},i}}{A_i^{\text{m}^2}} \sum_{k \in \mathcal{K}_d} Q_{\text{irr},i}(k) \Delta t_k^s. \quad (3.37)$$

En (3.37), $A_i^{\text{m}^2}$ representa la superficie del cultivo. La eficiencia η_{dist} se aplica antes del punto de asignación, $\eta_{\text{lat},i}$ representa la conducción entre la compuerta y el área de cultivo y $\eta_{r,i}$ representa la aplicación del agua en la zona radicular.

Volumen turbinado y de riego diarios

El volumen total turbinado durante el día d se obtiene mediante (3.38):

$$V_{\text{hyd}}^{\text{day}}(d) = \sum_{k \in \mathcal{K}_d} Q_{\text{hyd}}(k) \Delta t_k^s. \quad (3.38)$$

El volumen total destinado a riego se obtiene acumulando el caudal entregado a los cultivos, según (3.39):

$$V_{\text{irr}}(d) = \sum_{k \in \mathcal{K}_d} \sum_{i \in \mathcal{C}} Q_{\text{irr},i}(k) \Delta t_k^s. \quad (3.39)$$

3.2.2. Subsistema de Energía

El subsistema de Energía representa la operación eléctrica de la MG aislada sobre el horizonte temporal discreto $k \in \mathcal{K}$. La duración del bloque k se representa mediante Δt_k , expresada en horas. La primera acción implementada conserva la resolución base del modelo.

Función objetivo del subsistema de Energía

La función objetivo del subsistema de Energía minimiza el costo operativo durante el horizonte de predicción, según (3.40):

$$f_1 = \sum_{k \in \mathcal{K}} \Delta t_k [c_{\text{bess}} P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(k) + c_{\text{hyd}} P_{\text{hyd}}(k) + c_{\text{diesel}} P_{\text{diesel}}(k) + c_{\text{ENS}} P_{\text{ENS}}(k) + c_{\text{SR}} P_{\text{SR}}(k)] + \kappa_B \sum_{k \in \mathcal{K}_\Delta} S_k. \quad (3.40)$$

Los coeficientes c_{bess} , c_{hyd} , c_{diesel} , c_{ENS} y c_{SR} se expresan en USD/kWh. El término asociado a las resistencias de seguridad valoriza la energía eléctrica disipada. La generación FV se considera de costo marginal nulo. Por su parte, κ_B , expresado en USD/kW por cambio, asigna un costo a las variaciones de la potencia neta del BESS entre bloques consecutivos.

La potencia neta del BESS se define como positiva durante la descarga y negativa durante la carga, según (3.41):

$$P_{\text{BESS}}(k) = P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(k) - P_{\text{bess}}^{\text{ch}}(k). \quad (3.41)$$

El cambio de potencia entre bloques se calcula como se expresa en (3.42):

$$S_k = |P_{\text{BESS}}(k) - P_{\text{BESS}}(k^-)|, \quad k \in \mathcal{K}_\Delta. \quad (3.42)$$

Aquí, k^- identifica el bloque anterior. Al iniciar una nueva optimización, se utiliza la potencia efectivamente implementada en la actualización previa. Si aún no existe una acción anterior, el primer bloque se excluye de $\mathcal{K}_\Delta$. Este costo favorece cambios de potencia más graduales sin imponer un límite físico a la rapidez de cambio del BESS.

Balance de potencia y asignación de recursos eléctricos

En cada bloque, la generación disponible y las fuentes despachables cubren la demanda eléctrica, las pérdidas técnicas, la carga del BESS y la potencia absorbida por las resistencias de seguridad, según (3.43):

$$P_{\text{pv}}^{\text{av}}(k) + P_{\text{hyd}}(k) + P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(k) + P_{\text{diesel}}(k) + P_{\text{ENS}}(k) = P_{\text{load}}(k) + P_{\text{loss}}(k) + P_{\text{bess}}^{\text{ch}}(k) + P_{\text{SR}}(k). \quad (3.43)$$

En los sistemas que disponen de una carga disipativa, las resistencias de seguridad se incorporan al balance para absorber los excedentes que permanecen después de abastecer la demanda y cargar el BESS. Estos excedentes pueden presentarse cuando la generación hidroeléctrica acompaña el

suministro de agua para riego. La capacidad de disipación y las condiciones de operación se establecen a partir de los equipos y mecanismos de regulación identificados en la caracterización.

La potencia FV disponible ingresa íntegramente al balance. Las resistencias de seguridad pueden absorber potencia cuando la generación supera los demás usos eléctricos; su operación no se restringe a los bloques con generación FV. El despacho de la generación hidroeléctrica, el diésel y el BESS se determina conjuntamente a partir del balance, los costos y las restricciones operativas, sin imponer una prioridad fija entre estos recursos.

La energía no suministrada y la potencia de las resistencias se mantienen dentro de los siguientes límites, según (3.44) y (3.45):

$$0 \leq P_{\text{ENS}}(k) \leq P_{\text{load}}(k) + P_{\text{loss}}(k), \quad (3.44)$$

$$0 \leq P_{\text{SR}}(k) \leq \bar{P}_{\text{SR}}. \quad (3.45)$$

Modelo del sistema de almacenamiento

El estado de carga del BESS, expresado como energía almacenada, evoluciona según (3.46):

$$SOC(k) = SOC(k-1) + \eta_c P_{\text{bess}}^{\text{ch}}(k) \Delta t_k - \frac{P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(k)}{\eta_d} \Delta t_k. \quad (3.46)$$

Su valor se mantiene dentro de la banda operativa, según (3.47):

$$SOC^{\text{mín}} \leq SOC(k) \leq SOC^{\text{máx}}. \quad (3.47)$$

La variable binaria $\delta_{\text{bess}}(k)$ impide cargar y descargar el BESS simultáneamente, según (3.48), (3.49) y (3.50):

$$0 \leq P_{\text{bess}}^{\text{ch}}(k) \leq \delta_{\text{bess}}(k) \bar{P}_{\text{ch}}, \quad (3.48)$$

$$0 \leq P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(k) \leq (1 - \delta_{\text{bess}}(k)) \bar{P}_{\text{dis}}, \quad (3.49)$$

$$\delta_{\text{bess}}(k) \in \{0, 1\}. \quad (3.50)$$

La condición inicial del periodo se establece mediante (3.51):

$$SOC(0) = SOC^0. \quad (3.51)$$

En las actualizaciones del horizonte deslizante, el estado de carga efectivamente alcanzado reemplaza esta condición inicial para la siguiente optimización.

Modelos de generación

La potencia FV disponible se calcula mediante (3.52):

$$P_{\text{pv}}^{\text{av}}(k) = P_{\text{pv}}^{\text{inst}} \eta_{\text{sys}} \frac{G(k)}{G_{\text{ref}}}. \quad (3.52)$$

La potencia P_{pv}^{inst} de (3.52) corresponde a la potencia FV pico instalada, η_{sys} representa las pérdidas agregadas del sistema, $G(k)$ es la irradiancia solar y G_{ref} es la irradiancia de referencia.

La potencia hidroeléctrica depende del caudal turbinado, según (3.53):

$$P_{\text{hyd}}(k) = \frac{\eta_{\text{ht}} \rho g H Q_{\text{hyd}}(k)}{1000}. \quad (3.53)$$

Con el coeficiente definido en (3.54)

$$k_{\text{hyd}} = \frac{\eta_{\text{ht}} \rho g H}{1000}, \quad (3.54)$$

la relación adopta la forma compacta de (3.55):

$$P_{\text{hyd}}(k) = k_{\text{hyd}} Q_{\text{hyd}}(k). \quad (3.55)$$

El caudal turbinado y la potencia hidroeléctrica respetan las capacidades de la instalación, según (3.56) y (3.57):

$$\underline{Q}_{\text{hyd}} \leq Q_{\text{hyd}}(k) \leq \bar{Q}_{\text{hyd}}, \quad (3.56)$$

$$0 \leq P_{\text{hyd}}(k) \leq \bar{P}_{\text{hyd}}. \quad (3.57)$$

El generador diésel se encuentra limitado por su capacidad nominal, según (3.58):

$$0 \leq P_{\text{diesel}}(k) \leq \bar{P}_{\text{diesel}}. \quad (3.58)$$

El acoplamiento entre los subsistemas de Energía y Agua se establece mediante $Q_{\text{hyd}}(k)$, que determina la generación hidroeléctrica y participa en el balance del embalse definido en (3.8).

3.2.3. Subsistema Alimentario

El subsistema Alimentario modela la respuesta hídrica y productiva de los cultivos a la lámina de riego entregada por el subsistema de Agua, mediante los enfoques FAO-56 [35] y FAO-33 [39]. Se considera un conjunto de cultivos $i \in \mathcal{C}$, cada uno asociado a una superficie A_i , expresada en ha, y a sus respectivos parámetros agronómicos.

Función objetivo del subsistema Alimentario

La función objetivo del subsistema Alimentario representa su desempeño hídrico mediante el déficit relativo de evapotranspiración ponderado por la superficie cultivada, según (3.59):

$$f_2 = \sum_{i \in \mathcal{C}^{\text{act}}} w_i^{\text{def}} \frac{\sum_{d \in \mathcal{D}} [ET_{c,i}(d) - ET_{a,i}(d)]}{\sum_{d \in \mathcal{D}} ET_{c,i}(d)}. \quad (3.59)$$

En (3.59), $ET_{c,i}(d)$ corresponde a la evapotranspiración del cultivo bajo condiciones estándar y $ET_{a,i}(d)$ a la evapotranspiración real. El cociente representa el déficit relativo de evapotranspiración acumulado por el cultivo i durante el horizonte de análisis.

La función objetivo se evalúa sobre los cultivos que presentan actividad durante el horizonte, definidos mediante el conjunto (3.60):

$$\mathcal{C}^{\text{act}} = \left\{ i \in \mathcal{C} : \sum_{d \in \mathcal{D}} ET_{c,i}(d) > 0 \right\}. \quad (3.60)$$

Los pesos w_i^{def} se determinan de manera proporcional a la superficie de cada cultivo activo, según (3.61):

$$w_i^{\text{def}} = \frac{A_i}{\sum_{j \in \mathcal{C}^{\text{act}}} A_j}, \quad i \in \mathcal{C}^{\text{act}}. \quad (3.61)$$

De esta forma, los cultivos que ocupan una mayor superficie presentan una participación proporcionalmente mayor en el valor agregado de f_2 , sin incorporar criterios adicionales de priorización. Cuando se disponga de antecedentes económicos, nutricionales, culturales o comunitarios que justifiquen otra forma de ponderación, los pesos pueden modificarse sin alterar la estructura de la función objetivo.

La función f_2 es adimensional y se encuentra acotada en el intervalo $[0, 1]$. Un valor de $f_2 = 0$ representa la satisfacción completa de los requerimientos de evapotranspiración de los cultivos, mientras que valores mayores indican un déficit hídrico agregado creciente. Por consiguiente, la minimización de f_2 busca reducir el efecto del déficit hídrico sobre el desempeño agrícola.

Evapotranspiración de referencia y del cultivo

La evapotranspiración de referencia $ET_0(d)$, expresada en mm/d, corresponde a una serie diaria de entrada. De acuerdo con FAO-56 [35], la evapotranspiración del cultivo bajo condiciones estándar se calcula para cada cultivo i y día d mediante (3.62):

$$ET_{c,i}(d) = K_{c,i}(d) ET_0(d). \quad (3.62)$$

En (3.62), $ET_{c,i}(d)$ se expresa en mm/d y $K_{c,i}(d)$ corresponde al coeficiente de cultivo asociado a su etapa fenológica durante el día d .

Disponibilidad de agua en la zona radicular

El agua total disponible en la zona radicular y el agua fácilmente aprovechable por cada cultivo se calculan mediante (3.63) y (3.64):

$$TAW_i = 1000 (\theta_{FC,i} - \theta_{WP,i}) Z_{r,i}, \quad (3.63)$$

$$RAW_i = p_i TAW_i. \quad (3.64)$$

Los parámetros TAW_i y RAW_i se expresan en mm. $\theta_{FC,i}$ y $\theta_{WP,i}$ corresponden, respectivamente, al contenido de agua del suelo a capacidad de campo y en el punto de marchitez permanente, ambos expresados en m^3/m^3 . Estos parámetros representan las propiedades del suelo asociado a la unidad de cultivo i . $Z_{r,i}$, expresada en m, corresponde a la profundidad efectiva de las raíces y p_i representa la fracción de agotamiento permisible sin estrés hídrico.

Estado hídrico y coeficiente de estrés

El estado hídrico de la zona radicular se representa mediante el agotamiento $D_{r,i}(d)$, expresado en mm, el cual se encuentra acotado por (3.65):

$$0 \leq D_{r,i}(d) \leq TAW_i. \quad (3.65)$$

De acuerdo con FAO-56 [35], el coeficiente de estrés hídrico permanece igual a uno mientras el agotamiento no supere RAW_i , y disminuye linealmente cuando dicho umbral es excedido, según (3.66):

$$K_{s,i}(d) = \begin{cases} 1, & D_{r,i}(d) \leq RAW_i, \\ \frac{TAW_i - D_{r,i}(d)}{TAW_i - RAW_i}, & D_{r,i}(d) > RAW_i. \end{cases} \quad (3.66)$$

Evapotranspiración real

La evapotranspiración real del cultivo se obtiene mediante (3.67):

$$ET_{a,i}(d) = K_{s,i}(d) ET_{c,i}(d). \quad (3.67)$$

La variable $ET_{a,i}(d)$, expresada en mm/d, representa la evapotranspiración alcanzada por el cultivo bajo las condiciones de disponibilidad de agua presentes en la zona radicular.

Balance hídrico en la zona radicular

La Figura 2.9 representa de forma conceptual los principales flujos que determinan el estado hídrico de la zona radicular. En la presente formulación, la evolución diaria del agotamiento de agua se describe mediante (3.68):

$$D_{r,i}(d) = D_{r,i}(d-1) - Prec(d) - I_i(d) + ET_{a,i}(d) + DP_i(d). \quad (3.68)$$

En (3.68), $Prec(d)$ es la precipitación efectiva e $I_i(d)$ es la lámina de riego incorporada a la zona radicular, determinada por la programación de las compuertas definida en la Sección 3.2.1. La percolación profunda $DP_i(d) \geq 0$ representa el exceso de agua que sobrepasa la capacidad de retención de la zona radicular. Consistente con el balance hídrico de FAO-56 [35], esta percolación solo puede ocurrir cuando el suelo alcanza su capacidad de campo, es decir, cuando el agotamiento resulta nulo, según (3.69):

$$DP_i(d) > 0 \implies D_{r,i}(d) = 0. \quad (3.69)$$

Esta condición vincula la percolación profunda con el estado hídrico de la zona radicular, de manera que $DP_i(d)$ puede tomar un valor positivo únicamente cuando el suelo alcanza su capacidad de campo.

La condición inicial dada en (3.70)

$$D_{r,i}(0) = D_{r,i}^0 \quad (3.70)$$

define el agotamiento de la zona radicular al comienzo del horizonte considerado. A partir de este estado inicial, las variables $D_{r,i}(d)$, $K_{s,i}(d)$ y $ET_{a,i}(d)$ se determinan conjuntamente mediante el balance hídrico del cultivo.

Indicador relativo de rendimiento del cultivo

El efecto del déficit hídrico sobre el desempeño productivo se representa mediante un indicador relativo de rendimiento basado en la relación propuesta por FAO-33 [39]. Para considerar la sensibilidad del cultivo durante sus distintas etapas fenológicas, el déficit diario de evapotranspiración se pondera mediante el coeficiente de respuesta $K_{y,i}(d)$, según (3.71):

$$Y_{r,i} = \max \left\{ 0, 1 - \frac{\sum_{d \in \mathcal{D}} K_{y,i}(d) [ET_{c,i}(d) - ET_{a,i}(d)]}{\sum_{d \in \mathcal{D}} ET_{c,i}(d)} \right\}. \quad (3.71)$$

Este indicador complementario representa la respuesta al déficit hídrico mediante el enfoque FAO-33. Su utilización se define según los indicadores seleccionados para cada aplicación. El indicador $Y_{r,i}$ es adimensional y se encuentra acotado en el intervalo $[0, 1]$. Un valor igual a uno representa el rendimiento potencial correspondiente a las condiciones hídricas de referencia, mientras que valores menores reflejan una reducción creciente asociada al déficit de evapotranspiración. La variación temporal de $K_{y,i}(d)$ permite representar la diferente sensibilidad del cultivo al déficit hídrico durante sus etapas fenológicas.

3.2.4. Acoplamiento del nexa WEF

En los sistemas con generación hidroeléctrica y distribución de agua mediante compuertas, los tres subsistemas se acoplan mediante la generación, el enrutamiento de los caudales y la habilitación del riego. Estas relaciones vinculan el estado del embalse con el balance eléctrico y con la disponibilidad de agua para los cultivos durante el horizonte de análisis.

En el subsistema de Energía, el balance de potencia coordina la generación FV, el BESS, el generador diésel y la unidad hidroeléctrica. El caudal turbinado $Q_{\text{hyd}}(k)$ determina la potencia $P_{\text{hyd}}(k)$ y participa en el balance de volumen del embalse definido en (3.8). Asimismo, su valor influye sobre el caudal excedente disponible para la ruta directa y sobre el caudal que puede recuperarse aguas abajo de la turbina. De esta manera, la operación hidroeléctrica vincula el costo de abastecimiento eléctrico con la evolución del recurso hídrico.

La interacción entre el subsistema de Agua y el subsistema Alimentario se establece mediante el enrutamiento dual presentado en la Sección 3.2.1 y la programación de las compuertas definida en la Sección 3.2.1. El caudal disponible para riego $Q_{\text{irr}}(k)$ se obtiene a partir de la confluencia entre el caudal recuperado $Q_{\text{rec}}(k)$ y el caudal de la ruta directa $Q_{\text{dir}}(k)$, considerando las eficiencias y fracciones de distribución correspondientes.

El caudal $Q_{\text{rec}}(k)$ corresponde a una fracción del agua previamente turbinada, mientras que $Q_{\text{dir}}(k)$ proviene del caudal excedente que puede evacuarse directamente desde el embalse. Por consiguiente, ninguno de estos términos representa una extracción adicional respecto de los caudales considerados en el balance del embalse. El caudal disponible y la programación $\delta_i^{\text{irr}}(h(k))$ determinan el caudal $Q_{\text{irr},i}(k)$ entregado a cada cultivo y, posteriormente, la lámina diaria $I_i(d)$ incorporada a su zona radicular.

Las principales relaciones de acoplamiento pueden representarse como

$$Q_{\text{hyd}}(k) \implies \begin{cases} P_{\text{hyd}}(k) \implies f_1, \\ V_{\text{res}}^k(k), \\ Q_{\text{out}}(k) \implies Q_{\text{rec}}(k) \implies Q_{\text{mix}}(k) \implies Q_{\text{irr}}(k), \end{cases}$$

$$Q_{\text{in}}(d(k)), V_{\text{res}}^k(k-1), Q_{\text{hyd}}(k) \implies \begin{cases} Q_{\text{dir}}(k) \implies \{V_{\text{res}}^k(k), Q_{\text{mix}}(k)\}, \\ Q_{\text{spill}}(k) \implies V_{\text{res}}^k(k). \end{cases}$$

$$\delta_i^{\text{irr}}(h(k)), Q_{\text{irr}}(k) \implies Q_{\text{irr},i}(k) \implies I_i(d) \implies D_{r,i}(d) \implies K_{s,i}(d) \implies ET_{a,i}(d) \implies \{f_2, Y_{r,i}\}.$$

De esta forma, el subsistema de Agua actúa como vínculo entre la operación energética y el desempeño agrícola. La recuperación del caudal turbinado permite que la generación hidroeléctrica contribuya simultáneamente al abastecimiento eléctrico y al suministro de agua para riego. Sin embargo, esta recuperación se encuentra limitada por la capacidad de la infraestructura, por lo que el caudal turbinado que excede dicha capacidad no incrementa la disponibilidad de agua para los cultivos. En consecuencia, las decisiones energéticas e hídricas pueden resultar complementarias o generar compromisos según el estado del embalse, los caudales disponibles y los requerimientos del sistema. Estas interacciones se incorporan en el problema multiobjetivo mediante el costo operativo del subsistema de Energía, representado por f_1 , y el déficit relativo de evapotranspiración del subsistema Alimentario, representado por f_2 .

3.2.5. Horizonte deslizante con ventana de tiempo variable

Los estados de almacenamiento hídrico y energético y el agotamiento de la zona radicular relacionan las decisiones de operación con la disponibilidad de recursos en periodos posteriores. Estas relaciones temporales se incorporan mediante un horizonte deslizante, que coordina el despacho y el riego a partir del estado alcanzado por el sistema y de la información disponible para la ventana de predicción [30].

El almacenamiento y la programación del riego permiten distribuir los recursos entre periodos. La energía almacenada puede reservarse para horas con menor disponibilidad FV, mientras que la entrega de agua se organiza considerando los turnos y el estado hídrico de los cultivos. La operación conjunta se establece dentro de las capacidades del BESS, los límites del almacenamiento hídrico, las capacidades de generación y las restricciones del riego.

En cada instante k_0 se optimiza la operación durante la ventana de predicción y se implementa únicamente su primer intervalo. A continuación se actualizan los estados, la ventana avanza y el problema se resuelve nuevamente, como muestra la Figura 3.4. Las decisiones de los intervalos posteriores se actualizan en cada resolución a partir de los estados implementados.

La información de demanda y disponibilidad de recursos cubre la ventana de predicción. En una aplicación operativa, los pronósticos y las mediciones se actualizan al recibir nuevos datos y se incorporan en las resoluciones sucesivas [30]. En una evaluación simulada, la información futura procede de las series de entrada suministradas al modelo. La duración de la ventana se establece en función de los procesos que se representan y de la cobertura temporal de esa información.

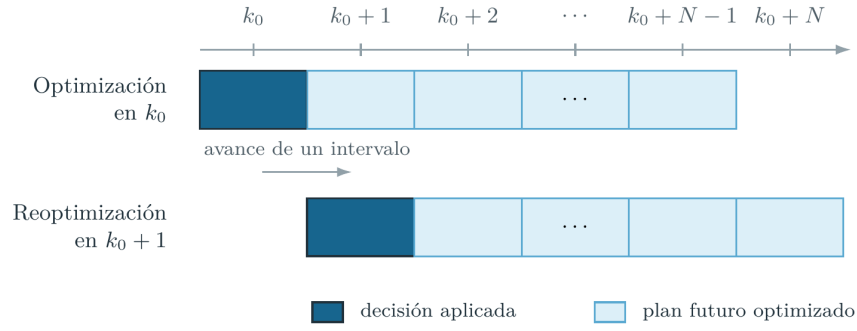


Figura 3.4: Esquema del procedimiento de horizonte deslizante. Elaboración propia.

La ventana nominal de 48 horas abarca dos ciclos diarios de demanda y disponibilidad solar. La planificación relaciona las reservas al cierre del primer día con la demanda y la generación del segundo, incorporando la continuidad interdiaria del BESS [30]. En el EMS-WEF, esta ventana también comprende la evolución del almacenamiento hídrico y del estado del suelo, junto con las decisiones de riego que afectan su disponibilidad posterior.

El intervalo base de 15 minutos establece la resolución de los perfiles eléctricos y la frecuencia de implementación de las decisiones. Esta escala conserva el detalle subhorario de la demanda y de la generación y combina la actualización del despacho con el esfuerzo de resolución de las ventanas sucesivas [30]. El EMS representa la programación energética en el nivel de supervisión y despacho de los recursos [48].

La discretización combina una resolución fina cerca del instante de implementación con bloques progresivamente más largos para los periodos posteriores. La agrupación de los intervalos futuros reduce el número de variables y restricciones del MILP y conserva el detalle de la primera acción implementada [49]. La Figura 3.5 presenta esta organización temporal, cuyos tramos se especifican en el caso de estudio. Dentro de la ventana nominal de predicción varía la duración de los bloques.

Los bloques agregados reúnen varios intervalos consecutivos de la base temporal. La demanda, las pérdidas eléctricas y la potencia FV disponible se representan mediante su potencia media dentro de cada bloque. Al multiplicar esta potencia por la duración del bloque se conserva la energía de la serie original en ese tramo. Las capacidades, eficiencias y costos de los equipos mantienen sus valores, y los balances se calculan con la duración correspondiente a cada bloque. La primera acción implementada conserva siempre el intervalo base.

Hora	1				2				3				4	5		6		7		8		9	10	11	12	...	47	48	
N.º de intervalo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	...	61	62
Duración [min]	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	60	60	60	60	...	60	60

Figura 3.5: Discretización temporal variable de la ventana nominal de 48 horas. Elaboración propia.

Entre ventanas sucesivas se transfieren el volumen almacenado en el embalse, el estado de carga del BESS y el agotamiento de la zona radicular de cada cultivo. También se conserva la potencia neta del BESS efectivamente implementada, utilizada para evaluar su cambio de potencia desde el primer bloque de la nueva ventana. Si aún no existe una acción anterior, ese primer cambio se omite. Se conserva además la historia de apertura de las compuertas durante la hora y el día en curso, de

modo que sus restricciones mantengan continuidad.

Cuando se requiere completar la duración mínima de un evento de riego, se incluyen las horas auxiliares necesarias dentro de la información disponible. Al alcanzar el límite de los datos de predicción, la ventana se ajusta a esa cobertura. El periodo de evaluación y las condiciones de inicio y cierre se especifican en el caso de estudio.

3.2.6. Implementación computacional

La formulación se implementa mediante un lenguaje de modelación algebraica y un *solver* compatible con la estructura del problema. Pueden utilizarse, por ejemplo, Python con Pyomo, GAMS o AMPL. La elección considera la representación de las variables continuas y binarias, la actualización de parámetros entre ventanas y la disponibilidad de recursos computacionales.

La implementación lee los parámetros y las series temporales desde la base integrada, construye los conjuntos, las variables, las funciones objetivo y las restricciones, y actualiza las condiciones iniciales en cada ventana. Los estados y las decisiones implementadas se transfieren entre resoluciones consecutivas, de acuerdo con la Sección 3.2.5.

Para cada escenario y política se ejecuta el procedimiento multiobjetivo de la Sección 3.2.8. Antes de la resolución se verifica la consistencia de los datos de entrada. Las tolerancias y los límites de resolución se especifican en el caso de estudio.

Los resultados se almacenan por escenario, periodo y política, incluyendo los valores implementados de las funciones objetivo, las principales variables de decisión y los estados del sistema. Esta organización permite relacionar los indicadores finales con las trayectorias que los originan y comparar el desempeño de los subsistemas.

3.2.7. Definición de escenarios y métricas de evaluación

Antes de ejecutar la resolución multiobjetivo se define el conjunto de condiciones que se evalúa. Cada escenario corresponde a una combinación fija de parámetros, series temporales y restricciones operativas. Esta preparación comprende:

1. **Identificación de los ejes de análisis.** Se seleccionan las condiciones cuya modificación permite estudiar el comportamiento del sistema, como la demanda eléctrica, la configuración de los recursos y las restricciones de programación del riego.
2. **Definición de niveles por eje.** Se establecen los valores o condiciones discretas que se comparan, de acuerdo con los antecedentes disponibles y el propósito de la evaluación.
3. **Construcción de la matriz de escenarios.** Se combinan los niveles seleccionados y se identifica la condición representada por cada escenario. Cuando se incluye una referencia operativa, se definen también sus recursos y reglas de funcionamiento.
4. **Selección de políticas y alcance temporal.** Se fijan las ponderaciones o límites del método multiobjetivo, el peso común utilizado en las comparaciones, el periodo de evaluación y las condiciones iniciales y de cierre.
5. **Definición de métricas.** Se seleccionan las funciones objetivo y los indicadores físicos de los tres subsistemas, descritos en la Sección 3.3.2. Se establece cómo se calculan a partir de las decisiones implementadas y con qué unidades y periodos se informan.

La Tabla 3.2 muestra una estructura general para organizar la matriz. Los nombres, valores y combinaciones concretos se especifican en el caso de estudio.

Tabla 3.2: Estructura general de la matriz de escenarios de operación.

Caso	Condición de demanda	Configuración operativa	Condición de programación	Condición representada
1	Nivel A	Configuración A	Nivel A	Condición de referencia definida para el caso de estudio
2	Nivel A	Configuración A	Nivel B	Condición de contraste definida para el caso de estudio
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
n	Nivel m_1	Configuración m_2	Nivel m_3	Combinación de niveles definida para el caso de estudio

El diseño permite comparar escenarios que difieren en un eje, manteniendo las demás condiciones constantes, o evaluar el efecto conjunto de varias modificaciones cuando ese es el propósito del análisis. Una vez fijada la matriz, cada escenario se resuelve con las políticas y métricas definidas previamente.

3.2.8. Resolución del EMS como problema multiobjetivo

La formulación del EMS bajo el enfoque del nexo WEF conduce a un problema de optimización biobjetivo, debido a la coexistencia del costo de operación del subsistema de Energía, representado por f_1 , y el déficit relativo de evapotranspiración del subsistema Alimentario, representado por f_2 .

Para su resolución se formulan dos métodos de escalarización: el WSM normalizado y el método ε -Constraint. Ambos utilizan soluciones ancla como referencias para representar las escalas y los valores extremos de los objetivos. El procedimiento de resolución mediante WSM permite obtener políticas operativas para distintas ponderaciones. El método ε -Constraint se presenta como una alternativa de escalarización; el método aplicado y las políticas evaluadas se especifican en el caso de estudio.

Función agrícola de control

La función f_2 representa el déficit relativo de evapotranspiración acumulado durante el periodo evaluado. Dentro de cada ventana, las decisiones de riego también determinan el estado hídrico con el que los cultivos alcanzan las ventanas posteriores. Para incorporar este efecto se define (3.72):

$$f_2^{\text{control}} = f_2^{\text{win}} + f_2^{\text{terminal}}, \quad (3.72)$$

donde f_2^{win} corresponde a la contribución al déficit proyectada dentro de la ventana y f_2^{terminal} representa el estado hídrico de los cultivos al término de esta.

El término terminal considera únicamente el agotamiento radicular que supera RAW_i , ponderado mediante los mismos criterios utilizados en f_2 . Este término se incorpora cuando existen periodos posteriores a la ventana de predicción, para considerar el estado con el que los cultivos continúan su evolución. Su ponderación y la condición de cierre se especifican en el caso de estudio.

La función f_2^{control} orienta las decisiones agrícolas dentro de cada ventana. El indicador final se informa mediante f_2 , calculado a partir de la trayectoria efectivamente implementada durante el periodo evaluado.

Obtención de puntos extremos

Los puntos extremos se utilizan para establecer una escala común entre los objetivos. Debido a que f_1 se expresa en USD y f_2^{control} es adimensional, ambos deben normalizarse antes de ser combinados mediante el WSM.

En las actualizaciones programadas de las referencias locales del WSM se obtienen dos soluciones ancla a partir del estado alcanzado por el sistema. La primera prioriza el costo de operación, según (3.73):

$$f_1^* = \text{mín } f_1, \quad (3.73)$$

mientras que la segunda prioriza el desempeño agrícola, según (3.74):

$$f_2^{\text{control},*} = \text{mín } f_2^{\text{control}}. \quad (3.74)$$

Cada ancla prioriza individualmente uno de los objetivos. Puede aplicarse un refinamiento del objetivo restante dentro de una tolerancia del primero, conservando las restricciones del modelo. Las coordenadas aceptadas de ambas soluciones se utilizan como referencias de normalización; las tolerancias y el procedimiento de refinamiento se especifican en el caso de estudio. De esta forma, las referencias ancla se representan por

$$\left(f_1^{\text{ref,min}}, f_2^{\text{control,ref,max}} \right) \quad \text{y} \quad \left(f_1^{\text{ref,max}}, f_2^{\text{control,ref,min}} \right).$$

El valor absoluto de la diferencia entre los valores aceptados de f_1 de ambas anclas proporciona la escala R_1 , mientras que el de sus valores aceptados de f_2^{control} proporciona R_2 . Cuando una diferencia es prácticamente nula, se utiliza una cota mínima, ajustada al período de referencia, para evitar una normalización indefinida. Las referencias locales se actualizan periódicamente durante la operación para representar las condiciones de la ventana y el estado alcanzado por cada política.

WSM normalizado

A partir de los puntos extremos se definen las funciones normalizadas, según (3.75):

$$\tilde{f}_1 = \frac{f_1 - f_1^{\text{ref,min}}}{R_1}, \quad \tilde{f}_2^{\text{control}} = \frac{f_2^{\text{control}} - f_2^{\text{control,ref,min}}}{R_2}. \quad (3.75)$$

La formulación del WSM normalizado queda dada por (3.76):

$$\text{mín } Z = \omega_1 \tilde{f}_1 + \omega_2 \tilde{f}_2^{\text{control}}, \quad (3.76)$$

con las condiciones sobre los pesos indicadas en (3.77):

$$\omega_1 + \omega_2 = 1, \quad \omega_1, \omega_2 \geq 0, \quad (3.77)$$

además del conjunto completo de restricciones físicas y operativas del modelo.

El peso ω_1 representa la prioridad asignada al costo de operación del subsistema de Energía, mientras que ω_2 representa la prioridad asignada al desempeño hídrico del subsistema Alimentario. La variación de ambos pesos permite obtener políticas asociadas a distintas preferencias entre los objetivos. Los valores evaluados y la frecuencia de actualización de las referencias locales se especifican posteriormente en el caso de estudio.

Método ε -Constraint

En el método ε -Constraint, una de las funciones se mantiene como objetivo principal y la otra se incorpora como una restricción. Para la formulación considerada, el problema se expresa en (3.78):

$$\text{mín } f_1, \quad \text{sujeto a } f_2^{\text{control}} \leq \varepsilon, \quad (3.78)$$

además del conjunto completo de restricciones físicas y operativas del modelo.

El parámetro ε establece el máximo valor admisible del objetivo agrícola dentro de la ventana. Su variación permite obtener soluciones asociadas a distintos niveles de prioridad agrícola, incluyendo regiones que el WSM podría no representar cuando la frontera presenta segmentos no convexos.

Este método constituye una alternativa de resolución cuando interesa imponer un límite explícito al déficit agrícola.

Construcción de la frontera de Pareto

Cada combinación de pesos del WSM define una política que se aplica durante todo el periodo evaluado mediante el horizonte deslizante. También se ejecutan dos políticas ancla: una orientada a f_1 y otra a f_2^{control} .

Para cada política se calculan los valores finales de f_1 y f_2 a partir de la trayectoria implementada. La comparación de dominancia permite identificar el subconjunto no dominado entre las políticas evaluadas.

El conjunto no dominado se construye a partir de las políticas evaluadas. Para comparar escenarios se fija previamente un peso común, mientras las demás políticas permiten examinar la sensibilidad a las ponderaciones. La normalización local relaciona cada peso con las escalas de los objetivos dentro de su propia trayectoria.

3.3. Etapa III: Evaluación y análisis

La tercera etapa se orienta a interpretar las soluciones obtenidas, caracterizar los compromisos entre los objetivos y evaluar el comportamiento del EMS-WEF bajo distintas condiciones de operación. Esta etapa contempla:

- **Comparación con la operación de referencia:** evaluación de una configuración de referencia definida para el caso de estudio, sin aplicar la coordinación multiobjetivo del EMS-WEF.
- **Análisis del frente de Pareto:** identificación de las soluciones no dominadas, las referencias ancla y las políticas del conjunto finito evaluado, con comparación principal a peso común.

- **Análisis de resultados:** evaluación de los indicadores de desempeño de cada subsistema y revisión del comportamiento temporal de las principales variables de Agua, Energía y Alimentario.
- **Análisis de escenarios:** comparación del EMS-WEF bajo distintas combinaciones de condiciones de entrada y operación, con el fin de identificar sus efectos sobre los objetivos y las variables principales del sistema.

Este procedimiento permite comparar la configuración de referencia con la operación coordinada del EMS-WEF y evaluar cómo las condiciones externas modifican los compromisos entre el costo de operación y el desempeño hídrico de los cultivos. Las comparaciones utilizan periodos y métricas compatibles con la cobertura de los datos de cada configuración.

3.3.1. Análisis del frente de Pareto

El análisis multiobjetivo produce un conjunto discreto de políticas de operación, compuesto por los puntos extremos y las combinaciones de pesos predefinidas para el WSM normalizado. Estas políticas representan diferentes compromisos entre el costo de operación del subsistema de Energía f_1 y el déficit relativo de evapotranspiración del subsistema Alimentario f_2 .

La evaluación final de las políticas se realiza utilizando los valores implementados de f_1 y f_2 . El término f_2^{control} , utilizado durante la optimización con horizonte deslizante, incorpora el estado hídrico previsto al final de cada ventana y orienta la resolución local. La comparación final utiliza el déficit de la trayectoria implementada.

El análisis considera los siguientes aspectos:

- **Puntos extremos y punto utópico.** Se identifican los mejores valores individuales observados f_1^* y f_2^* dentro de las políticas evaluadas. El punto (f_1^*, f_2^*) se utiliza como referencia para interpretar la ubicación relativa de las políticas evaluadas.
- **Distribución de las soluciones.** Las políticas obtenidas se representan en el espacio objetivo (f_1, f_2) , permitiendo observar cómo la reducción del déficit hídrico modifica el costo de operación y cómo la priorización del costo afecta el desempeño agrícola.
- **Identificación del conjunto no dominado.** Se identifican las políticas dominadas y no dominadas. Las políticas dominadas se conservan en el análisis, mientras que el conjunto no dominado se construye a partir del conjunto discreto de políticas evaluadas.
- **Comparación a peso común.** El análisis principal utiliza el peso común definido en la Sección 3.2.7. Las restantes políticas se conservan para el análisis de sensibilidad y dominancia.
- **Conjunto de políticas evaluadas.** La construcción de la frontera utiliza los puntos extremos y las combinaciones de pesos definidas previamente, sin incorporar políticas adicionales para modificar la distribución de los puntos obtenidos.

La Figura 2.12 permite interpretar la diferencia entre las soluciones obtenidas mediante una suma ponderada y las regiones que podrían requerir un método complementario.

3.3.2. Análisis de resultados por subsistema

Para cada condición evaluada y política de operación seleccionada se analiza el desempeño de los tres subsistemas mediante indicadores específicos. Este análisis permite relacionar cada punto del espacio objetivo (f_1, f_2) con las decisiones operativas asociadas al uso del agua, el despacho eléctrico y el riego de los cultivos.

El análisis se realiza sobre las trayectorias implementadas durante el periodo de evaluación, conservando la continuidad de los estados. El déficit del periodo se calcula a partir de los totales de evapotranspiración por cultivo y de sus ponderaciones, de acuerdo con (3.59); los indicadores de periodos parciales se calculan con la misma definición para su propia cobertura temporal.

Indicadores hídricos

El desempeño del subsistema de Agua se evalúa a partir del balance de volumen del embalse y de la distribución del recurso entre generación hidroeléctrica y riego:

- Evolución del volumen del embalse $V_{\text{res}}^k(k)$, expresado en m^3 , verificando el cumplimiento de sus límites operativos y, cuando se incorpora, de la condición de cierre del horizonte.
- Volumen total turbinado durante el horizonte, calculado a partir del caudal $Q_{\text{hyd}}(k)$.
- Volumen disponible para riego y volumen efectivamente entregado a los cultivos, calculados a partir de $Q_{\text{irr}}(k)$ y de los caudales $Q_{\text{irr},i}(k)$, respectivamente.
- Volumen total vertido desde el embalse, caudal turbinado no recuperado y volumen no asignado a los cultivos.
- Distribución temporal de los caudales asociados a la generación hidroeléctrica, la reincorporación y el riego, con el propósito de identificar los periodos de mayor presión sobre el recurso disponible.
- Relación entre los volúmenes turbinados y los entregados para riego, considerando que una parte del agua turbinada puede recuperarse y destinarse posteriormente a los cultivos.

Indicadores energéticos

El desempeño del subsistema de Energía se evalúa mediante indicadores asociados a la composición del despacho eléctrico y al costo de operación:

- Energía generada por las unidades hidroeléctrica y diésel, y energía FV disponible e incorporada al balance, expresadas en kWh.
- Energía cargada y descargada por el BESS, expresada en kWh.
- Energía no suministrada total, expresada en kWh.
- Energía absorbida por las resistencias de seguridad, expresada en kWh.
- Costo de operación total f_1 , expresado en USD, junto con la contribución de sus principales componentes, incluido el costo asociado a los cambios de potencia del BESS.

- Evolución temporal del *SOC* del BESS, verificando el cumplimiento de sus límites operativos.
- Perfil de despacho eléctrico, mostrando la contribución de cada fuente, la carga y descarga del BESS, la demanda, las pérdidas, la potencia no suministrada y la absorbida por las resistencias de seguridad.

Indicadores alimentarios

El desempeño del subsistema Alimentario se evalúa a partir del comportamiento hídrico y de la respuesta relativa de los cultivos:

- Déficit relativo de evapotranspiración acumulado para cada cultivo, calculado a partir de las diferencias entre $ET_{c,i}(d)$ y $ET_{a,i}(d)$.
- Valor de la función objetivo f_2 , correspondiente al déficit relativo de evapotranspiración ponderado por la superficie de los cultivos activos.
- Cociente de evapotranspiración ET_a/ET_c por cultivo, obtenido a partir de los totales del período, para interpretar su respuesta hídrica.
- Horas de disponibilidad de compuerta asignadas a cada cultivo, obtenidas a partir de $\delta_i^{irr}(t)$, junto con las horas de riego efectivo determinadas por $Q_{irr,i}(k) > 0$.
- Volumen diario efectivamente entregado a cada cultivo, considerando que la disponibilidad de la compuerta y el caudal recibido pueden diferir cuando el recurso hídrico resulta insuficiente.
- Evolución del agotamiento $D_{r,i}(d)$ y del coeficiente de estrés hídrico $K_{s,i}(d)$, con el propósito de identificar los cultivos y periodos más afectados por una disponibilidad limitada de agua.

3.3.3. Análisis de escenarios

El análisis contrasta las soluciones obtenidas para los escenarios definidos en la Sección 3.2.7. Se comparan los valores implementados de f_1 y f_2 , los indicadores físicos y las principales trayectorias de operación, utilizando el peso común y el alcance temporal establecidos previamente.

Las diferencias se relacionan con los ejes modificados y con las restricciones que condicionan el despacho, la distribución del agua y el riego. En las comparaciones que modifican un solo eje se mantiene el resto de las condiciones; cuando cambian varios componentes, se examina su efecto conjunto.

El despacho eléctrico, la evolución del almacenamiento hídrico, la programación del riego y el estado de los cultivos permiten identificar los mecanismos que explican los compromisos entre Agua, Energía y Alimentario. Los periodos ilustrativos complementan los indicadores del horizonte evaluado y se seleccionan según las condiciones operativas que se busca explicar.

Las funciones normalizadas se utilizan durante la resolución. La comparación final se realiza con los valores implementados de los objetivos y los indicadores físicos, para conservar su interpretación en las unidades correspondientes.

Caso de estudio: Comunidad Atacameña de Socaire

Con el propósito de aplicar y evaluar la metodología del EMS-WEF propuesta en el capítulo anterior, en este capítulo se desarrolla el caso de estudio correspondiente a la comunidad de Socaire. Primero, se presenta su contexto territorial y la forma en que se manifiestan localmente las interacciones entre agua, energía y producción agrícola. Luego, se describen los antecedentes hidrológicos, eléctricos y agronómicos empleados para caracterizar los subsistemas de Agua, Energía y Alimentario, y conformar la base de datos integrada utilizada por el modelo.

4.1. Ubicación y contexto

Socaire es una localidad perteneciente a la comuna de San Pedro de Atacama, en la Región de Antofagasta, al norte de Chile. Se encuentra ubicada en el altiplano andino, a una altitud aproximada de 3200 metros sobre el nivel del mar (msnm) [50]. Su entorno desértico [51] presenta escasas precipitaciones y una elevada disponibilidad del recurso solar, caracterizadas mediante los registros meteorológicos utilizados en este caso de estudio.

La población de Socaire mantiene una identidad cultural vinculada al pueblo Licanantay y una estrecha relación productiva con el territorio. La agricultura tradicional de altura y la ganadería forman parte de su sistema productivo, caracterizado por el cultivo en terrazas y el aprovechamiento comunitario del agua cordillerana [52]. Estas actividades, junto con la artesanía local, fueron identificadas durante las visitas y reuniones realizadas con integrantes de la comunidad. La Figura 4.1 presenta la ubicación de la localidad.



Figura 4.1: Ubicación geográfica de Socaire, Región de Antofagasta.

4.2. Interacciones del nexo WEF en Socaire

Las interacciones entre los subsistemas de Agua, Energía y Alimentario de Socaire se identificaron mediante el levantamiento de información en terreno y reuniones con integrantes del comité de la comunidad. Se caracterizaron la infraestructura disponible, los recorridos del agua y los usos de los recursos, y se identificó cómo la operación de cada subsistema incide sobre los demás. La Figura 4.2 sintetiza las interacciones identificadas y los principales flujos entre los recursos disponibles y las actividades locales.

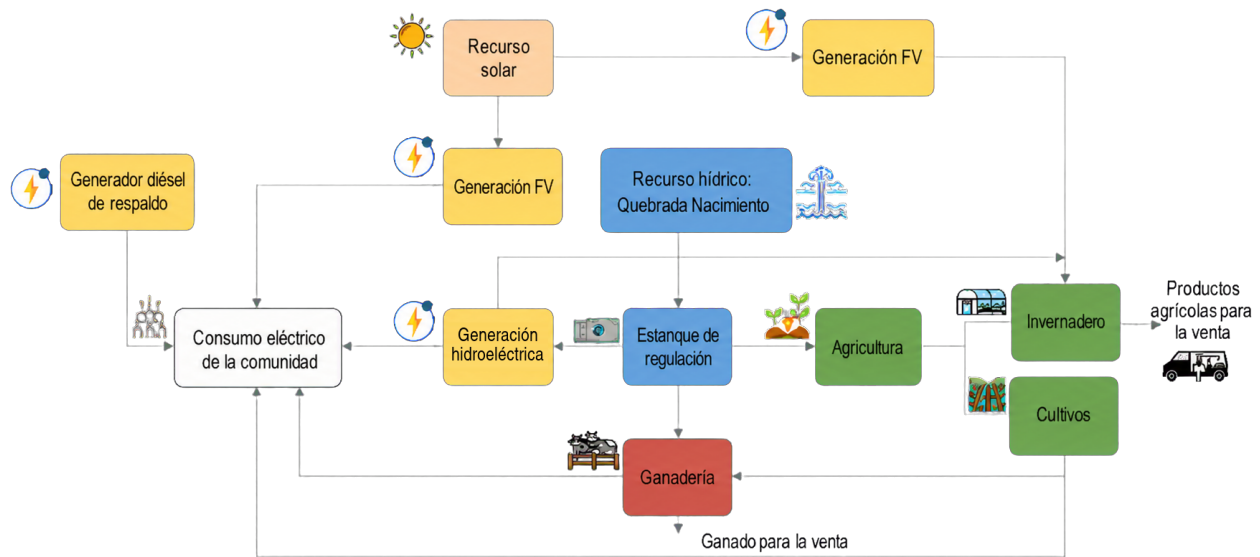


Figura 4.2: Interacciones del nexo WEF en Socaire.

Las principales interacciones identificadas y representadas en la Figura 4.2 corresponden a las siguientes:

- **Subsistema de Agua:** el recurso hídrico proveniente de la quebrada Nacimiento alimenta el embalse de regulación. Desde este punto, el agua puede conducirse directamente hacia el sistema de riego o atravesar la turbina para generar electricidad. Una fracción del caudal turbinado puede recuperarse aguas abajo y reincorporarse posteriormente a la conducción destinada al riego, junto con el caudal proveniente de la ruta directa.
- **Subsistema de Energía:** considera el aprovechamiento de los recursos hidroeléctrico y solar, junto con el respaldo proporcionado por la generación diésel. La generación FV también se relaciona con las actividades productivas locales mediante el suministro eléctrico asociado al invernadero comunitario.
- **Subsistema Alimentario:** la disponibilidad de agua permite sostener la agricultura desarrollada en las terrazas de cultivo y otras actividades productivas locales. En el modelo se representan explícitamente los cultivos al aire libre considerados en el caso de estudio, mientras que el invernadero y la ganadería se mantienen como antecedentes del contexto productivo y no se incorporan en la optimización.

Estas relaciones muestran que el uso de un mismo recurso puede incidir sobre más de un subsistema. En particular, el agua turbinada contribuye a la generación eléctrica y puede reincorporarse parcial-

mente al sistema de riego. Sin embargo, esta recuperación se encuentra limitada por la capacidad de la infraestructura, por lo que las decisiones asociadas al caudal turbinado, la ruta directa y la programación del riego condicionan conjuntamente el costo de operación y el estado hídrico de los cultivos. Esta interacción justifica la representación integrada del sistema mediante el EMS-WEF. Estas interacciones se evaluaron considerando, además, la actualización del equipamiento eléctrico de la comunidad, con la unidad hidroeléctrica despachable, la planta FV y el BESS de la configuración propuesta.

4.3. Subsistema de Agua de Socaire

El sistema hídrico de Socaire vincula la generación hidroeléctrica con la producción agrícola mediante el uso compartido del recurso proveniente de la quebrada Nacimiento, cuya ubicación respecto de la comunidad se presenta en la Figura 4.3. El agua almacenada en el embalse puede atravesar la turbina hidroeléctrica o continuar por una ruta directa hacia el sistema de riego. Parte del caudal turbinado puede recuperarse aguas abajo y reincorporarse a la conducción hacia los cultivos, por lo que la generación hidroeléctrica y el riego no constituyen usos completamente excluyentes. No obstante, la capacidad limitada de recuperación mantiene el acoplamiento entre ambos usos.



Figura 4.3: Ubicación de la quebrada Nacimiento respecto de Socaire. Elaboración propia sobre imagen de Google Earth.

En el modelo, el subsistema se representa mediante el caudal efectivo de entrada, el volumen almacenado en el embalse, el caudal turbinado, la ruta directa, la recuperación parcial del caudal turbinado y el vertimiento. Posteriormente, el caudal disponible se distribuye entre el riego de los cultivos modelados, otros usos locales y las pérdidas asociadas a la conducción.

4.3.1. Arquitectura del sistema hídrico local

El agua se capta mediante una bocatoma aguas arriba de la comunidad y se conduce gravitacionalmente por el canal de entrada hasta el embalse de regulación, donde se almacena temporalmente antes de su distribución.

Desde el embalse, el agua puede atravesar la turbina hidroeléctrica o continuar por una conducción directa hacia el sistema de riego. En la representación adoptada, esta última ruta conduce el caudal excedente que no puede permanecer almacenado una vez alcanzada la capacidad máxima del embalse,

respetando su capacidad propia y el límite conjunto de extracción. Por su parte, una fracción del caudal descargado por la turbina puede recuperarse aguas abajo y reincorporarse a la conducción local. Ambas rutas convergen antes de la distribución hacia los cultivos y los demás usos del agua.

La Figura 4.4 (a) muestra el canal de entrada mediante el cual el agua es conducida hacia el sistema, mientras que la Figura 4.4 (b) presenta el embalse de regulación, donde el recurso se almacena temporalmente antes de su distribución.



(a) Canal de entrada.



(b) Embalse de regulación.

Figura 4.4: Infraestructura y regulación del sistema hídrico de Socaire. Fotografías de terreno.

Caracterización del sistema de canales

En Socaire, el caudal turbinado no se pierde íntegramente aguas abajo de la central. Una parte puede recuperarse y reincorporarse a la red de conducción hacia el riego, sumándose al caudal transportado por la ruta directa. Ambas rutas convergen antes de repartirse entre los sectores agrícolas modelados y otros usos del sistema hídrico local, siguiendo el enrutamiento formulado en la Sección 3.2.1. La Figura 4.5 presenta conceptualmente esta distribución.

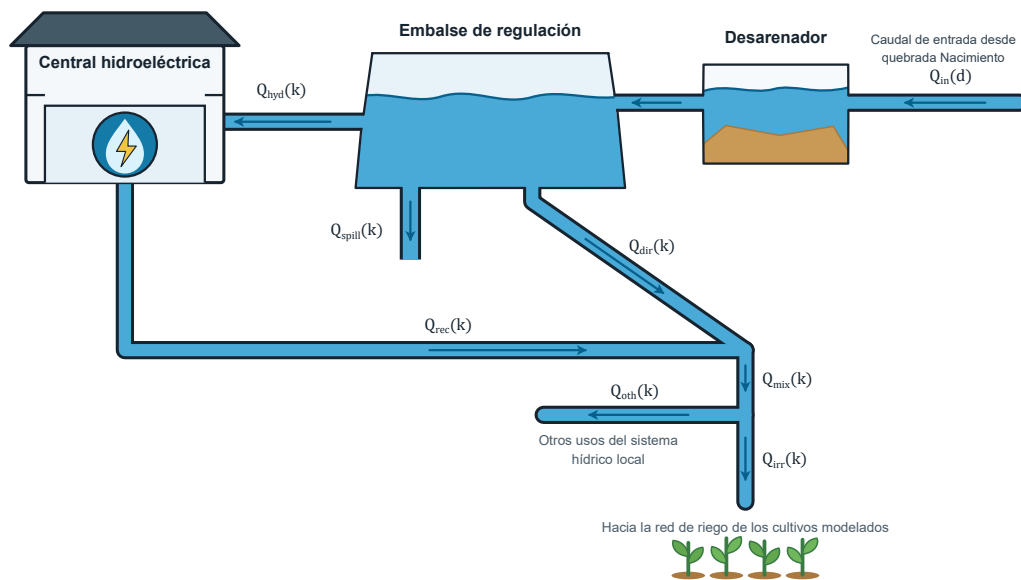


Figura 4.5: Distribución de caudales del sistema hídrico de Socaire. Elaboración propia.

En la formulación cuantitativa, el tramo inferior de la figura se representa mediante dos etapas. En primer lugar, una fracción β_{irr} del caudal confluyente $Q_{\text{mix}}(k)$ se destina al sistema de riego, dando origen a $Q_{\text{disp}}(k)$, mientras que el resto corresponde a $Q_{\text{oth}}(k)$. Posteriormente, la eficiencia η_{dist} determina el caudal $Q_{\text{irr}}(k)$ que alcanza el punto de asignación hacia las compuertas y las pérdidas $Q_{\text{loss}}^{\text{dist}}(k)$ producidas durante la distribución.

La Tabla 4.1 reúne los límites de caudal, las fracciones de distribución y las eficiencias efectivamente utilizadas para representar el sistema hídrico de Socaire.

Tabla 4.1: Parámetros de conducción y distribución del sistema hídrico de Socaire.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia hidroeléctrica máxima modelada	$\bar{P}_{\text{hyd}}$	120	kW
Caudal hidroeléctrico máximo equivalente	$\bar{Q}_{\text{hyd}}$	0,170	m ³ /s
Capacidad máxima de la ruta directa	$Q_{\text{dir}}^{\text{máx}}$	0,08	m ³ /s
Capacidad máxima de recuperación	$Q_{\text{rec}}^{\text{máx}}$	0,08	m ³ /s
Capacidad conjunta de extracción	$Q_{\text{ext}}^{\text{máx}}$	0,23	m ³ /s
Caudal máximo de vertimiento	$Q_{\text{spill}}^{\text{máx}}$	0,50	m ³ /s
Fracción no recuperable en la captación	α_{cap}	0,01	—
Fracción derivada al sistema de riego	β_{irr}	0,80	—
Factor de adecuación del caudal de entrada	η_{in}	0,7078	—
Eficiencia de la ruta recuperada	η_{rec}	0,80	—
Eficiencia de la ruta directa	η_{dir}	0,80	—
Eficiencia de distribución común	η_{dist}	0,80	—
Eficiencia de los canales laterales	$\eta_{\text{lat},i}$	0,90	—
Caudal nominal de compuerta	$Q_{\text{irr},i}^{\text{máx}}$	0,108	m ³ /s

Los parámetros de la unidad hidroeléctrica instalada se obtuvieron del registro fotográfico de su placa realizado en terreno y se presentan en la Tabla 4.11. Para evaluar la configuración futura del EMS-WEF se consideró una unidad despachable de 120 kW, con características hidráulicas similares a las de la instalación actual. Se mantuvo una altura neta de 90 m y se adoptó una eficiencia conjunta de 0,80, próxima al valor de placa. La constante de conversión resultante fue $k_{\text{hyd}} = 706,32 \text{ kW}/(\text{m}^3/\text{s})$, equivalente a un caudal máximo aproximado de 0,170 m³/s.

Las capacidades de conducción se definieron tomando como referencia los aforos realizados en terreno con el equipo SonTek FlowTracker2, descritos posteriormente en la Tabla 4.4. Se adoptaron límites operativos de 0,08 m³/s para las rutas directa y recuperada y de 0,23 m³/s para su extracción conjunta. El caudal nominal de las compuertas se fijó en 0,108 m³/s, a partir de la suma de los caudales de referencia medidos en ambas rutas. Estos valores se utilizaron para representar la capacidad de entrega en la programación del riego.

El límite de vertimiento de 0,50 m³/s se fijó por sobre los caudales observados para permitir la evacuación de excedentes cuando el embalse alcanza su capacidad máxima. Para completar la representación de la distribución se adoptaron una fracción no recuperable de 0,01 en la captación y una fracción de 0,80 destinada al sistema de riego.

Las eficiencias de conducción se definieron considerando las longitudes de los canales estimadas mediante Google Earth y los valores orientativos asociados a la longitud y las características de las conducciones [53]. Se adoptaron eficiencias de 0,80 para las rutas directa y recuperada y la

distribución común, y de 0,90 para los canales laterales. Cada eficiencia se aplicó una sola vez al tramo correspondiente. Para el canal de entrada, de mayor extensión, se ajustó la magnitud del registro oficial de la DGA al caudal observado en terreno; el factor resultante se contrastó con los valores orientativos de conducción para canales largos de la misma fuente.

4.3.2. Registro oficial de caudal

La disponibilidad hídrica se caracterizó mediante los registros de caudal medio diario de la estación fluviométrica Canal Cuno en Socaire, código BNA 02500005-6, ubicada a 3 600 msnm en la comuna de San Pedro de Atacama [42].

Se consideraron los registros comprendidos entre 2013 y 2023. Sus principales características se resumen en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Resumen del registro de caudal utilizado.

Característica	Valor
Período analizado	2013–2023
Días calendario	4 017
Días con información	3 279
Cobertura global	81,6 %
Rango observado	0,083–0,297 m ³ /s

La cobertura de la serie varió a lo largo del período analizado. Los años 2015, 2018 y 2019 presentaron registros completos, mientras que la menor disponibilidad de información se concentró en 2020, 2022 y 2023. Para el análisis se utilizaron todos los caudales válidos disponibles en el registro oficial durante el período considerado.

La Figura 4.6 presenta la evolución temporal de la serie y permite observar tanto la variación de los caudales como los períodos sin información disponible.

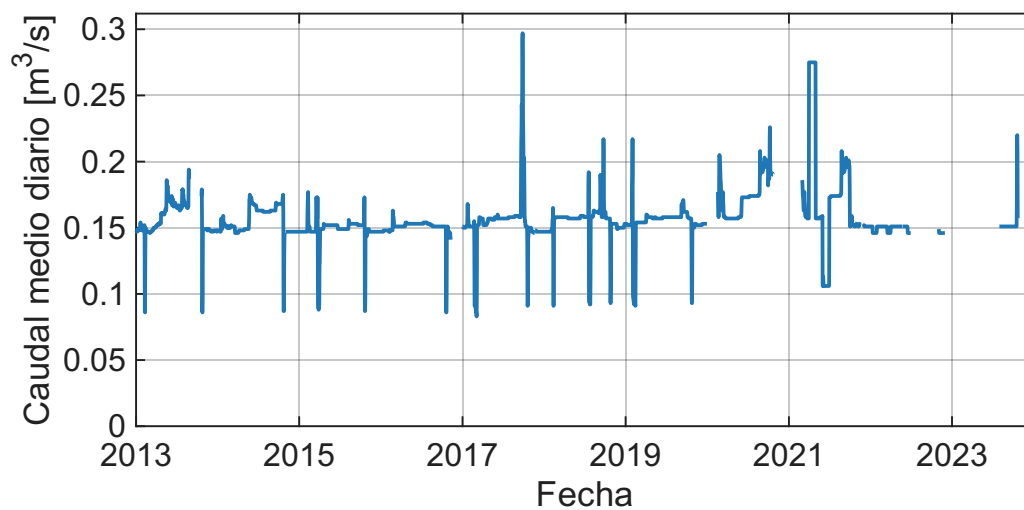


Figura 4.6: Registro de caudales medios diarios de la estación Canal Cuno en Socaire durante el período 2013–2023.

4.3.3. Construcción del año típico de caudal

El año típico se construyó calculando, para cada día calendario, la mediana de los caudales válidos disponibles entre 2013 y 2023. El 29 de febrero se excluyó para obtener un perfil de 365 días. La mediana se adoptó porque representa una condición central menos sensible que la media aritmética frente a observaciones aisladas de gran o pequeña magnitud. Además, se calcularon los percentiles 25 y 75 para delimitar la banda intercuartil y describir la variabilidad de los registros alrededor del perfil central.

La Figura 4.7 presenta el perfil diario obtenido a partir del registro oficial. Para cada día del calendario se dispuso de entre 6 y 10 registros válidos correspondientes a distintos años del período analizado, lo que permitió calcular la mediana de los 365 días que componen el perfil típico.

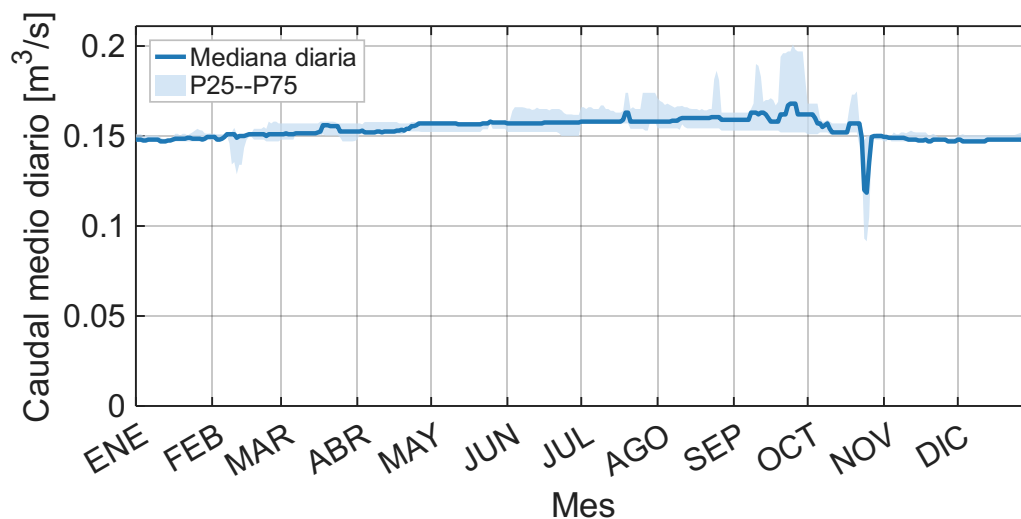


Figura 4.7: Año típico de caudal obtenido mediante la mediana diaria y la banda intercuartil de los registros DGA del período 2013–2023.

La Tabla 4.3 resume las principales características del perfil típico antes de aplicar el factor de adecuación del caudal de entrada. El valor de $0,154 \text{ m}^3/\text{s}$ representa la media anual de las 365 medianas diarias y no un caudal constante.

Tabla 4.3: Síntesis del año típico de caudal construido a partir del registro oficial.

Indicador	Valor
Período histórico utilizado	2013–2023
Registros con valor informado	3 279 de 4 017
Cobertura global	81,6 %
Observaciones por día del año típico	6–10
Media anual del perfil típico	$0,154 \text{ m}^3/\text{s}$
Mínimo de las medianas diarias	$0,119 \text{ m}^3/\text{s}$
Máximo de las medianas diarias	$0,168 \text{ m}^3/\text{s}$
Volumen anual equivalente	$4,85 \times 10^6 \text{ m}^3$

La estación fluviométrica y el punto de entrada al embalse representan ubicaciones diferentes del sistema hídrico. Para adecuar el perfil oficial al caudal efectivo utilizado en el balance del embalse se aplicó el factor $\eta_{in} = 0,7078$, según (4.1):

$$Q_{in}(d) = \eta_{in} Q_{DGA}^{typ}(d), \quad (4.1)$$

donde $Q_{DGA}^{typ}(d)$ corresponde a la mediana del día d del año típico y $Q_{in}(d)$ al caudal efectivo que ingresa al embalse. Con esta adecuación, la media del perfil utilizado en el balance se reduce de aproximadamente 0,154 a 0,109 m³/s.

Para compatibilizar el perfil con la resolución temporal base de 15 minutos del EMS, cada caudal diario se mantuvo constante durante los 96 intervalos que componen el día. Esta transformación conserva el valor diario del perfil efectivo sin introducir variaciones intradiarias que no estén respaldadas por la fuente original.

4.3.4. Contraste entre el registro oficial y los aforos locales

El registro de la DGA representa el caudal medio diario observado en la ubicación de la estación fluviométrica, la cual no coincide con el punto de entrada al embalse de regulación. Para complementar esta información, durante la visita a terreno se realizaron aforos puntuales en cinco puntos del sistema mediante un equipo SonTek FlowTracker2. Los resultados se presentan en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Aforos puntuales realizados en el sistema hídrico de Socaire.

Punto de medición	Caudal (L/s)
Desarenador	132
Desde el desarenador	109
Salida de turbina	54
Desde turbina	50
Desde embalse	58

Los puntos de aforo se ubican en distintos tramos del recorrido del agua dentro del sistema hídrico local:

- **Desarenador:** corresponde al punto más cercano a la captación del canal Cuno, ubicado aguas arriba del embalse de regulación y de las derivaciones hacia la turbina hidroeléctrica y el sistema de riego.
- **Desde el desarenador:** corresponde al tramo de conducción comprendido entre el desarenador y el embalse de regulación. El caudal medido en este punto se utilizó como referencia local para establecer la magnitud efectiva de entrada al embalse.
- **Salida de turbina y desde turbina:** corresponden, respectivamente, al punto ubicado inmediatamente aguas abajo de la turbina hidroeléctrica y a un tramo posterior del recorrido del caudal turbinado antes de su reincorporación al sistema de conducción local.
- **Desde embalse:** corresponde a la descarga directa desde el embalse de regulación hacia la red de riego, sin atravesar la turbina hidroeléctrica.

Los aforos puntuales caracterizaron el orden de magnitud de los caudales en distintos tramos del sistema y se utilizaron para definir los parámetros de conducción. Al corresponder a ubicaciones y momentos diferentes, sus diferencias se interpretaron junto con la configuración de las rutas y las longitudes de los canales.

El aforo de 109 L/s después del desarenador se utilizó como referencia local de entrada al embalse. El factor de adecuación de (4.2) se obtuvo al relacionar este valor con la media de 154 L/s del perfil típico de la DGA:

$$\eta_{in} = \frac{0,109}{0,154} = 0,7078. \quad (4.2)$$

Este factor representa conjuntamente la diferencia de ubicación entre la estación oficial y la entrada al sistema, las condiciones de conducción y la distribución local del recurso. Por tanto, conserva la variación temporal del año típico y ajusta su magnitud al orden observado en terreno.

Los aforos de 58 L/s en la ruta directa y 50 L/s después de la turbina se utilizaron como referencias para las conducciones. La suma de ambos, 108 L/s, permitió definir el caudal nominal común de las compuertas, mientras los límites de las rutas se fijaron en 80 L/s para la representación operativa.

4.3.5. Parámetros del embalse de regulación

La geometría del embalse se caracterizó mediante medidas tomadas en terreno y antecedentes proporcionados por integrantes de la comunidad, complementados con su delimitación en Google Earth. La Figura 4.8 presenta el plano utilizado. Se obtuvo una superficie aproximada de 61,52 m² y una profundidad de 1,45 m; mediante la aproximación prismática de (4.3) se calculó su capacidad:

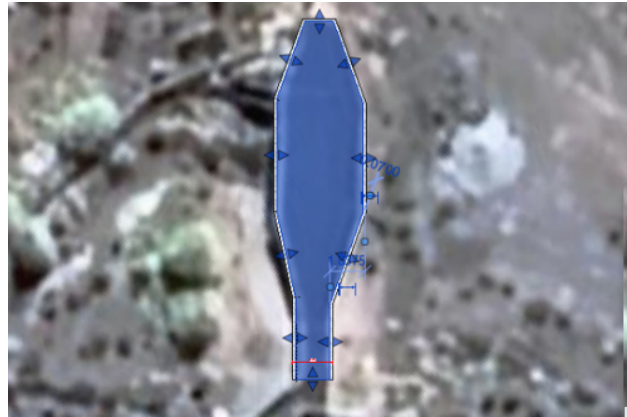


Figura 4.8: Plano del embalse de regulación, elaborado a partir de mediciones de terreno y antecedentes proporcionados por la comunidad.

$$V^{m\acute{a}x} = 61,52 \cdot 1,45 = 89,204 \text{ m}^3. \quad (4.3)$$

Este valor se adoptó como capacidad máxima del embalse en el modelo. Los restantes parámetros utilizados para representar su operación se presentan en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Parámetros operativos del embalse de regulación.

Parámetro	Valor	Unidad
Volumen semilla del preacondicionamiento	55	m ³
Volumen mínimo operacional $V^{\min}$	30	m ³
Volumen máximo $V^{\max}$	89,204	m ³
Volumen mínimo al cierre del período	V^0	m ³

El volumen mínimo operacional se adopta para evitar el vaciamiento completo del embalse. Los 55 m³ corresponden al volumen semilla de una simulación sintética de referencia, precedida por un año de preacondicionamiento, y no a un estado medido ni necesariamente al volumen inicial de los despachos evaluados. El experimento anual adopta una sola inicialización en enero, de 89,204 m³ bajo demanda actual y 30 m³ bajo demanda futura, común a las políticas del mismo escenario.

Al término de cada período, el código verifica que el volumen final no sea inferior al volumen inicial efectivo V^0 , con una tolerancia numérica de 10^{-5} m³. Esta comprobación constituye un criterio de aceptación posterior de la simulación completada; la restricción terminal del embalse no se activa dentro de las ventanas de optimización de estas corridas. El criterio permite detectar políticas que terminan con un agotamiento neto del almacenamiento hídrico.

4.3.6. Infraestructura y parámetros operativos del riego en Socaire

La distribución del agua hacia las áreas de cultivo de Socaire se realiza mediante una red de canales regulada por compuertas. Para su representación, cada cultivo se asocia a una compuerta cuya condición de apertura o cierre se determina a escala horaria mediante la variable binaria $\delta_i^{\text{irr}}(t)$. El caudal entregado queda limitado por $Q_{\text{irr},i}^{\max} = 0,108$ m³/s, valor adoptado como capacidad nominal común para los sectores de cultivo modelados.

La infraestructura de distribución no permite asegurar la entrega simultánea del caudal nominal completo a más de un cultivo. Por esta razón, se adoptó $N_g = 1$, lo que permite mantener abierta una sola compuerta en cada hora. Cuando la compuerta se encuentra habilitada, el caudal efectivamente recibido por el cultivo queda determinado por la disponibilidad de agua y puede ser inferior a su capacidad nominal.

La duración mínima de cada evento se mantiene constante, mientras que los límites de horas máximas diarias se modifican entre los niveles de programación considerados en los escenarios. Sus valores se presentan posteriormente junto con la definición de E1, E2 y E3; $Q_{\text{irr},i}^{\max}$ y N_g también permanecen constantes en todas las simulaciones del EMS-WEF.

4.3.7. Límites de caudal de la turbina hidroeléctrica

Para el caso de estudio se adopta un límite inferior $Q_{\text{hyd}}^{\min} = 0$ m³/s, lo que permite detener completamente la generación hidroeléctrica cuando su operación no resulte necesaria. El límite superior se determina a partir de la potencia hidroeléctrica máxima considerada en los escenarios EMS, según (4.4):

$$\bar{Q}_{\text{hyd}} = \frac{\bar{P}_{\text{hyd}}}{k_{\text{hyd}}} = \frac{120}{706,32} \approx 0,170 \text{ m}^3/\text{s}. \quad (4.4)$$

La potencia de 120 kW corresponde a la configuración modelada para la evaluación del EMS-WEF y se diferencia de la potencia activa de placa de 100 kW asociada a la instalación. Además del límite individual de la unidad, el caudal turbinado y la ruta directa se encuentran sujetos a la capacidad conjunta $Q_{\text{ext}}^{\text{máx}} = 0,23 \text{ m}^3/\text{s}$.

4.4. Subsistema de Energía de Socaire

La comunidad de Socaire opera mediante un sistema eléctrico aislado, sin conexión al sistema eléctrico nacional. Una central hidroeléctrica de pequeña escala constituye la fuente principal de generación, mientras que un grupo electrógeno diésel se utiliza como unidad de respaldo. Además, existe un sistema FV de baja potencia asociado al invernadero comunitario, cuya operación es independiente del sistema eléctrico principal. La configuración propuesta incorpora una planta FV de mayor capacidad y un BESS, coordinados junto con los recursos existentes mediante el EMS-WEF.

4.4.1. Arquitectura del sistema

La configuración propuesta para Socaire conserva la topología general de la red de distribución e incorpora una planta FV y un BESS. Estos recursos son coordinados mediante el EMS-WEF junto con la central hidroeléctrica y el generador diésel, con el propósito de determinar su operación considerando el costo eléctrico y el desempeño hídrico y agrícola del sistema.

La Figura 4.9 presenta el diagrama unifilar de la topología considerada. Los elementos incorporados o ampliados respecto de la configuración actual, correspondientes a la planta FV y el BESS, se identifican mediante recuadros discontinuos.

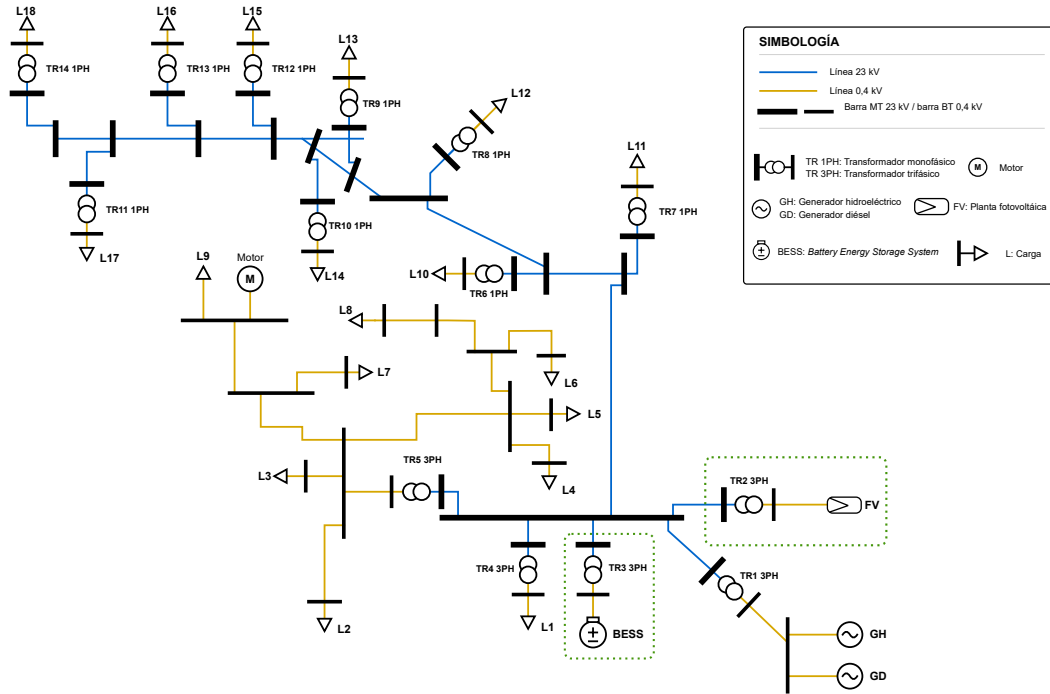


Figura 4.9: Diagrama unifilar de las configuraciones actual y propuesta para la microrred de Socaire.

Configuración actual

En la configuración actual, el abastecimiento eléctrico de Socaire se sustenta principalmente en la central hidroeléctrica, identificada como GH, y en el generador diésel, identificado como GD, utilizado como respaldo. La generación hidroeléctrica excedente se disipa en resistencias y el diésel apoya el suministro cuando resulta insuficiente. Este funcionamiento se representó en S01 y S02 mediante las reglas operativas de la Sección 4.6.1. El sistema FV asociado al invernadero comunitario opera de manera independiente del sistema eléctrico principal. La red actual no dispone de BESS ni de coordinación centralizada de los recursos.

Por tanto, la configuración actual corresponde a la red presentada en la Figura 4.9, sin considerar el BESS ni la ampliación de la generación FV identificados mediante recuadros discontinuos.

Configuración de generación propuesta

La configuración propuesta mantiene los principales recursos existentes e incorpora una planta FV de 100 kWp y un BESS. La arquitectura considerada se encuentra constituida por los siguientes elementos:

- **Central hidroeléctrica (GH):** corresponde a la principal fuente de generación y dispone de regulación fina del caudal turbinado en la configuración coordinada.
- **Generador diésel (GD):** se mantiene como unidad de respaldo.
- **Planta FV:** incorpora una mayor capacidad de generación respecto del sistema existente.
- **BESS:** permite almacenar excedentes de generación y utilizarlos posteriormente para apoyar el abastecimiento eléctrico.

La red comprende dieciocho puntos de carga, identificados como L_1 – L_{18} , y un motor, conectados mediante catorce transformadores. Nueve de ellos son monofásicos y se ubican en el tramo de media tensión, mientras que los cinco restantes son trifásicos y se encuentran en baja tensión. La red considera niveles nominales de 23 kV y 0,4 kV distribuidos en múltiples barras.

La arquitectura general se conserva para las condiciones de demanda actual y futura. La planta FV coordinada se representa mediante una potencia pico instalada de 100 kWp.

Para la formulación y optimización del EMS-WEF, la red se representa mediante un único nodo equivalente, en el cual se agregan las cargas, las unidades de generación y el sistema de almacenamiento. Esta simplificación permite coordinar de manera agregada los recursos energéticos con la gestión del agua y el desempeño agrícola, sin incorporar el flujo de potencia de cada nodo dentro del problema de optimización.

El modelo detallado de la red se conserva para las simulaciones eléctricas utilizadas en la obtención de las pérdidas del sistema. De este modo, los efectos asociados a la topología de la red se incorporan posteriormente en la representación uninodal mediante las series de pérdidas correspondientes.

4.4.2. Medición en terreno del sistema eléctrico

Durante la visita a terreno se realizó una medición del sistema eléctrico mediante un analizador de calidad de energía Fluke 1743, instalado en la salida de la central hidroeléctrica y configurado con una resolución temporal de un minuto. El equipo registró tensiones, corrientes, frecuencia, potencias

activa, reactiva y aparente, factor de potencia, energía e indicadores de calidad de suministro, como distorsión armónica, desequilibrio y fluctuaciones de tensión. Para la caracterización de la demanda desarrollada en esta sección se utiliza únicamente la potencia activa total, mientras que las demás magnitudes quedan fuera del alcance del análisis.

El registro abarca desde el martes 29 de agosto de 2023 a las 17:54 h hasta el lunes 4 de septiembre de 2023 a las 08:52 h, equivalente a 5,6 días con observaciones correspondientes a todos los días de la semana. Presenta una interrupción de 47 minutos sin registros el 1 de septiembre; los indicadores se calculan sobre las observaciones disponibles, sin completar ese tramo. Debido a su extensión limitada, la medición no se utiliza directamente como perfil anual, sino como referencia de escala y comportamiento para contrastar la potencia media, la magnitud de las puntas, la variación intradiaria y la energía acumulada durante un período real de operación.

La Figura 4.10 presenta la evolución completa de la potencia activa medida. El registro permite reconocer las variaciones de consumo entre los distintos días, la presencia de períodos de menor demanda durante la madrugada y las elevaciones de potencia asociadas principalmente a las horas de mayor actividad de la comunidad.

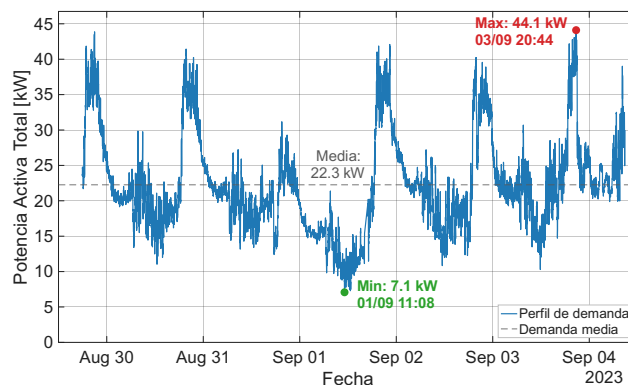


Figura 4.10: Potencia activa medida en terreno entre el 29 de agosto y el 4 de septiembre de 2023.

Durante el período medido, la potencia activa total presentó un valor medio de 22,3 kW y una energía acumulada de aproximadamente 2 988 kWh. La potencia máxima registrada alcanzó 44,1 kW el domingo 3 de septiembre a las 20:44 h, mientras que el valor mínimo fue de 7,1 kW y se registró el viernes 1 de septiembre a las 11:08 h.

La Figura 4.11 presenta el perfil correspondiente al 3 de septiembre de 2023, día en que se registró la mayor demanda del período. En ella se observa el aumento de la potencia durante las horas de la tarde y la punta alcanzada durante el período nocturno.

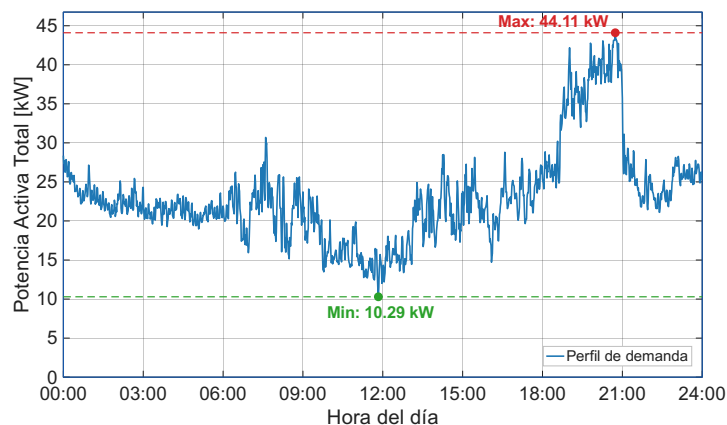


Figura 4.11: Perfil de potencia activa del 3 de septiembre de 2023, día de mayor demanda medida.

4.4.3. Demanda eléctrica del sistema

Siguiendo el procedimiento de la Sección 3.1.2, se construyeron dos perfiles sintéticos anuales de demanda eléctrica para Socaire: una demanda actual, representativa de las cargas existentes, y una demanda futura, que incorpora las adquisiciones residenciales declaradas por los habitantes y las nuevas cargas comunitarias consideradas. Ambos perfiles comprenden el año 2026 con una resolución de 15 minutos, equivalente a 35 040 intervalos consecutivos. En ambas series se verificó la ausencia de valores faltantes y de marcas temporales duplicadas.

La medición eléctrica de corta duración presentada anteriormente se utilizó como referencia de escala y forma para la demanda actual. La demanda futura, debido a su carácter prospectivo, se construyó a partir de las adquisiciones y los proyectos identificados y no dispone de una medición equivalente para su contraste.

Demanda actual

Cada vivienda encuestada se representó como un usuario independiente en RAMP y sus equipos se caracterizaron mediante potencia, cantidad de unidades, frecuencia, duración y ventanas horarias de uso. Antes de ejecutar el modelo, se revisaron las respuestas que podían interpretarse erróneamente como una operación continua a potencia nominal. En particular, se corrigieron las duraciones de uso incompatibles con la operación habitual de hervidores, microondas y hornos, se representaron los refrigeradores mediante su consumo medio de operación y se incorporó la estacionalidad de las estufas y los equipos de aire acondicionado.

Las cargas y los criterios considerados para representar la demanda actual fueron los siguientes:

- Equipos residenciales declarados en las 81 respuestas de la encuesta, agrupados por vivienda; cada vivienda se representó como un usuario independiente en RAMP.
- Posta, escuela, jardín infantil y telecomunicaciones identificados en el diagnóstico eléctrico.
- Alumbrado público compuesto por 33 luminarias de 60 W, equivalentes a 1,98 kW, con encendido mediante fotocelda.
- Climatización declarada: 35 estufas eléctricas y cuatro equipos de aire acondicionado residenciales. El jardín infantil incorpora otros tres equipos.

- Reducción de la actividad de la escuela y el jardín infantil durante las vacaciones, manteniendo la posta como servicio esencial.
- Contraste de la escala del perfil con la semana de mediciones eléctricas disponible para 2023.

Como la encuesta se concentró en el consumo domiciliario, el invernadero, el jardín infantil, la escuela, la posta rural, la antena de Entel y el alumbrado público se modelaron separadamente de acuerdo con sus potencias y horarios de funcionamiento. La suma de estas cargas y de los perfiles residenciales generó la demanda eléctrica actual total. Sus principales estadísticos se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Estadísticos del perfil anual de demanda eléctrica actual.

Indicador	Valor
Potencia media anual	21,78 kW
Energía anual	190,75 MWh
Potencia máxima anual	57,92 kW
Fecha de la potencia máxima	4 de julio, 21:30
Potencia media en verano (dic–feb)	20,60 kW
Potencia media en otoño (mar–may)	20,21 kW
Potencia media en invierno (jun–ago)	26,48 kW
Potencia media en primavera (sep–nov)	19,76 kW

La Figura 4.12 representa, para cada día, el intervalo comprendido entre la potencia mínima y máxima, junto con su potencia media. La demanda aumenta durante los meses fríos y la potencia máxima alcanza 57,92 kW el 4 de julio a las 21:30 h.

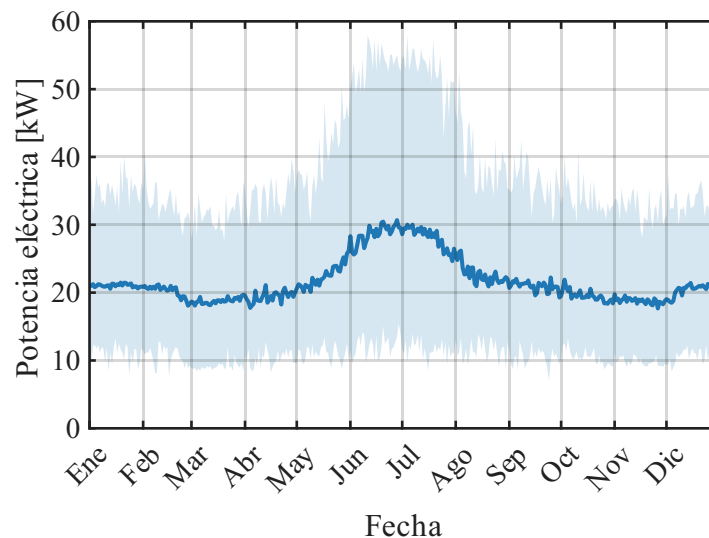


Figura 4.12: Evolución anual de la demanda eléctrica actual, representada mediante el intervalo diario de potencia y la potencia media diaria.

Las Figuras 4.13(a) y 4.13(b) complementan la representación anual mediante una semana tipo y los perfiles diarios promedio por estación, respectivamente. La demanda presenta una punta principal

durante la noche y otra de menor magnitud durante la mañana. Esta concentración de la demanda durante la noche es relevante para la operación del EMS-WEF, pues ocurre cuando la generación FV no se encuentra disponible.

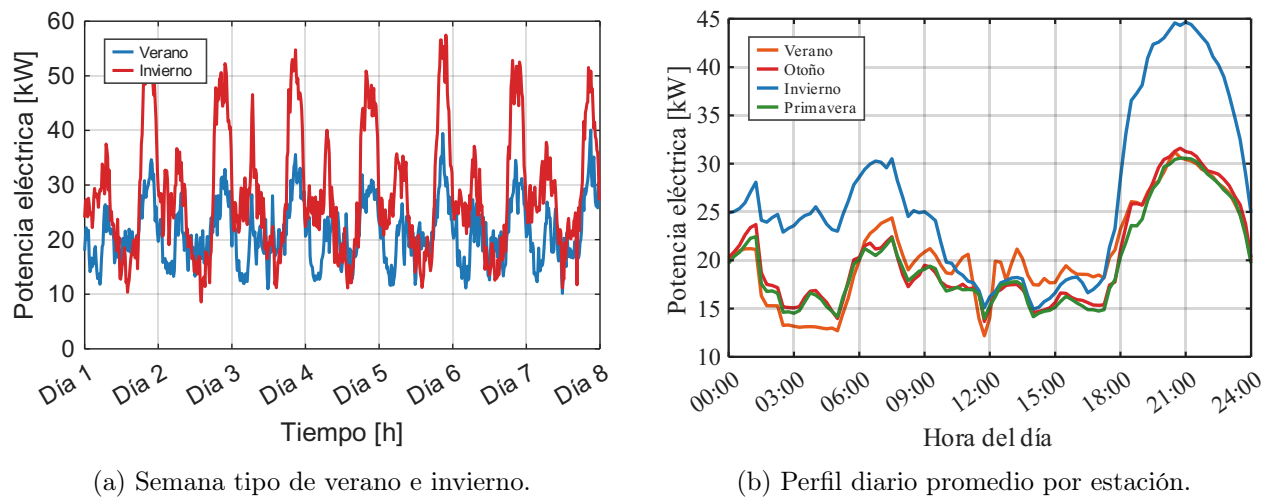


Figura 4.13: Caracterización semanal e intradiaria de la demanda eléctrica actual.

Demanda futura

La evaluación de ambas demandas permite comparar el abastecimiento de las necesidades actuales con el crecimiento previsto por la comunidad. La demanda futura conserva las cargas de la demanda actual e incorpora de forma individual los equipos y proyectos comunicados para Socaire. Cada carga adicional se asignó a la vivienda o instalación correspondiente y se modeló mediante RAMP según sus parámetros de uso, por lo que el crecimiento no se representó mediante un factor uniforme. Las consideraciones adoptadas fueron las siguientes:

- Dos nuevas poblaciones de viviendas, con una potencia conjunta de 50 kW.
- Incorporación del proyecto del Corredor Bioceánico.
- Nuevos proyectos turísticos y de infraestructura comunitaria.
- Incorporación de la sede del adulto mayor.
- Incorporación de una nueva posta de salud.
- Incorporación de nuevas luminarias públicas.
- Exclusión de la planta de agua potable como demanda neta de la red, debido a que su abastecimiento eléctrico se considera mediante generación FV dedicada.
- Actualización de los interruptores termomagnéticos de los clientes, limitados a 10 A en clientes residenciales y 15 A en comercios.

La Tabla 4.7 resume los principales estadísticos del perfil obtenido.

Tabla 4.7: Estadísticos del perfil anual de demanda eléctrica futura.

Indicador	Valor
Potencia media anual	47,98 kW
Energía anual	420,28 MWh
Potencia máxima anual	120,67 kW
Fecha de la potencia máxima	15 de junio, 20:45
Potencia media en verano (dic–feb)	45,82 kW
Potencia media en otoño (mar–may)	44,68 kW
Potencia media en invierno (jun–ago)	58,39 kW
Potencia media en primavera (sep–nov)	42,91 kW

La Figura 4.14 muestra que las nuevas cargas elevan tanto el nivel base como las puntas de potencia durante todo el año. La potencia máxima alcanza 120,67 kW y ocurre el 15 de junio a las 20:45.

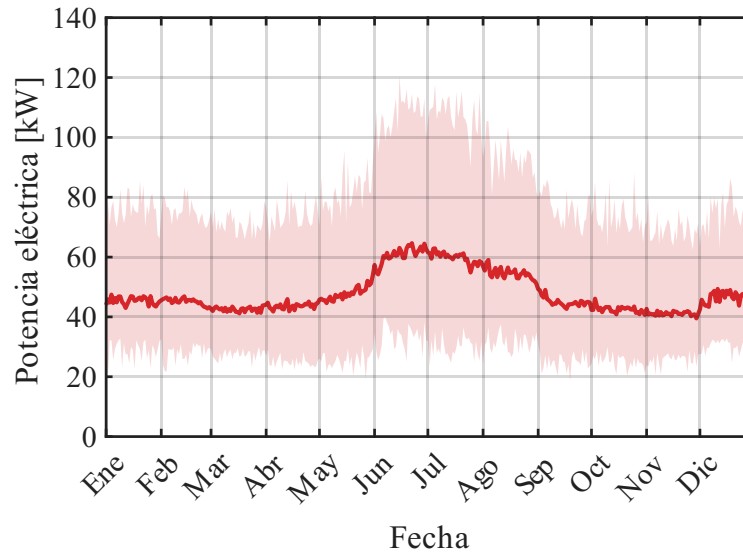
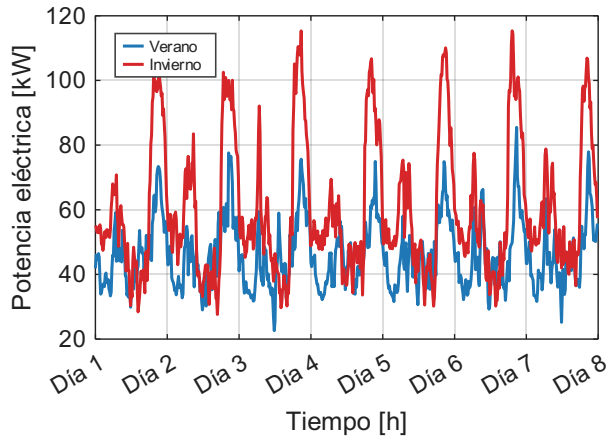
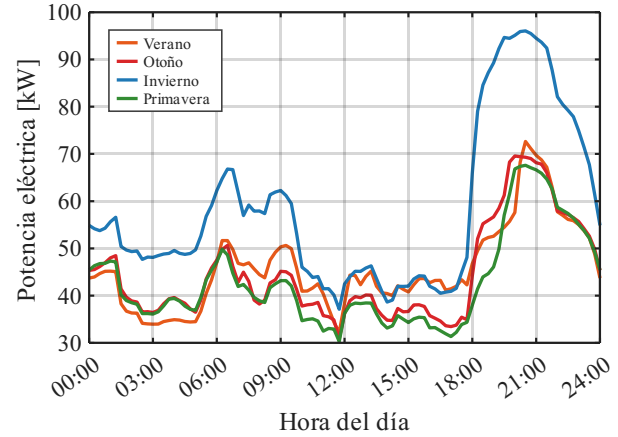


Figura 4.14: Evolución anual de la demanda eléctrica futura, representada mediante el intervalo diario de potencia y la potencia media diaria.

La semana tipo de la Figura 4.15(a) y los perfiles diarios de la Figura 4.15(b) conservan la estructura temporal general de la demanda actual, pero presentan un nivel de potencia mayor. El perfil diario promedio mantiene una punta nocturna dominante, por lo que parte del crecimiento proyectado se concentra en horas sin generación FV y aumenta la exigencia sobre la generación hidroeléctrica, el almacenamiento y el respaldo diésel.



(a) Semana tipo de verano e invierno.



(b) Perfil diario promedio por estación.

Figura 4.15: Caracterización semanal e intradiaria de la demanda eléctrica futura.

Respecto de la demanda actual, la potencia media anual aumenta un 120,3% y la potencia máxima un 108,3%. El aumento se concentra en el nivel sostenido de demanda y en las puntas nocturnas de los meses fríos.

4.4.4. Pérdidas eléctricas del sistema

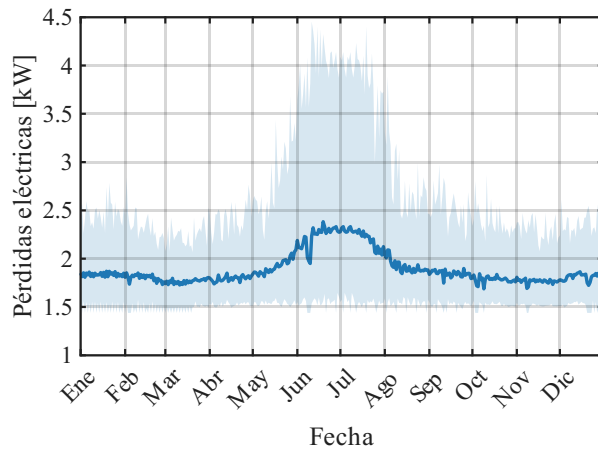
Las pérdidas eléctricas utilizadas por el EMS se obtuvieron mediante simulaciones QDS de la red detallada en DiGSILENT PowerFactory. Para cada intervalo de 15 minutos se conservaron las pérdidas técnicas totales asociadas a la condición de demanda correspondiente y se incorporaron como series de entrada del balance de potencia.

La Tabla 4.8 resume los indicadores de las series utilizadas. La demanda futura presenta pérdidas de mayor magnitud debido al aumento de la potencia transportada por la red.

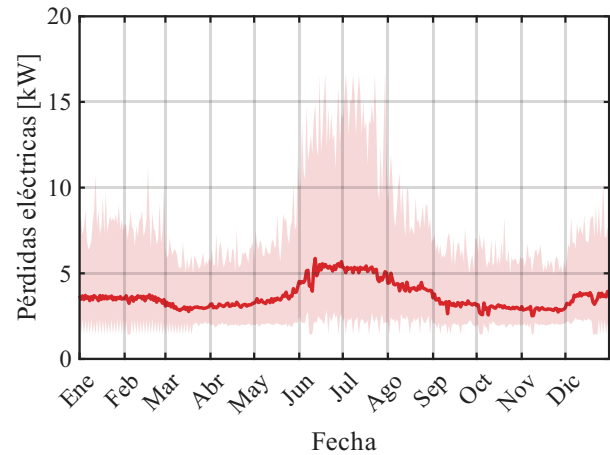
Tabla 4.8: Indicadores de las pérdidas eléctricas utilizadas por el EMS.

Condición de demanda	Media (kW)	Energía anual (MWh)	Máximo (kW)
Demanda actual	1,87	16,40	4,46
Demanda futura	3,57	31,29	16,84

La evolución anual de las pérdidas se presenta en las Figuras 4.16(a) y 4.16(b), correspondientes a la demanda actual y futura, respectivamente.



(a) Intervalo diario y media diaria para la demanda actual.



(b) Intervalo diario y media diaria para la demanda futura.

Figura 4.16: Evolución anual de las pérdidas eléctricas, representada mediante el intervalo diario y la media diaria para ambas condiciones de demanda.

4.4.5. Recurso solar y sistema fotovoltaico

Para caracterizar el recurso solar disponible en Socaire, se utilizó la irradiancia global horizontal registrada por la estación Socaire de la Red Agrometeorológica INIA [44]. La serie original, disponible con resolución horaria, se interpoló a intervalos de 15 minutos para compatibilizarla con la resolución temporal adoptada para el EMS. La irradiancia media de la serie es $261,66 \text{ W/m}^2$ y su valor máximo es $1065,5 \text{ W/m}^2$.

La Figura 4.17 presenta los perfiles horarios promedio de irradiancia agrupados por estación del año, lo que permite comparar las condiciones estacionales del recurso solar.

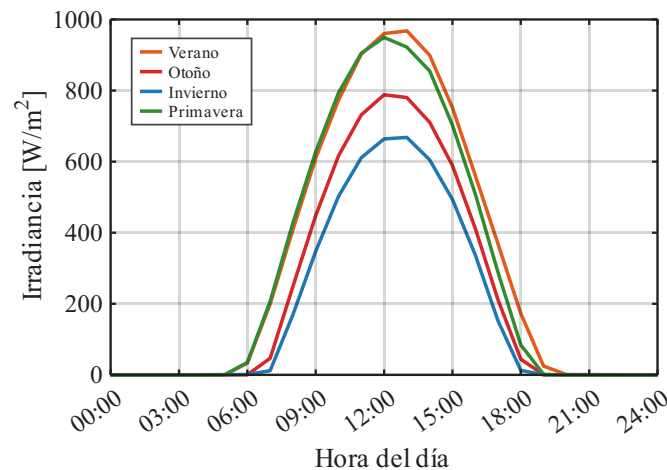


Figura 4.17: Perfil horario promedio de la irradiancia global horizontal por estación del año.

Para la planta FV coordinada se considera el módulo Canadian Solar HiKu6 CS6W-550MS. Sus principales características, obtenidas de la ficha técnica del fabricante [54], se resumen en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Características del módulo fotovoltaico seleccionado.

Parámetro	Símbolo	Valor
Modelo del módulo	–	Canadian Solar CS6W-550MS
Potencia unitaria en STC	P_{mod}	550 Wp
Eficiencia del módulo	η_{pv}	21,3 %
Dimensiones	–	2,278 m $\times$ 1,134 m
Área por módulo	A_{mod}	2,583 m ²

La potencia FV disponible se calcula a partir de la potencia pico instalada y de la irradiancia global horizontal $G(k)$. Además, se adopta una eficiencia global $\eta_{\text{sys}} = 0,80$ para representar de forma agregada las pérdidas de conversión y aquellas asociadas al arreglo que no se modelan por separado. La eficiencia del módulo no se incorpora nuevamente en el cálculo, debido a que su efecto ya se encuentra incluido en la potencia nominal de 550 Wp declarada bajo condiciones estándar de ensayo.

La Tabla 4.10 presenta el dimensionamiento adoptado para la planta FV coordinada mediante el EMS-WEF. El sistema FV asociado al invernadero se mantiene independiente y no se incorpora al nodo eléctrico principal.

Tabla 4.10: Dimensionamiento fotovoltaico utilizado en el caso de estudio.

Parámetro	EMS-WEF	Unidad
Potencia FV pico modelada, $P_{\text{pv}}^{\text{inst}}$	100	kWp
Eficiencia global, η_{sys}	80,0	%
Potencia disponible para $G(k) = 1000 \text{ W/m}^2$	80	kW
Incorporación al nodo principal	Sí	–

La potencia FV disponible se obtuvo mediante (3.52). Para la configuración EMS-WEF se consideran $P_{\text{pv}}^{\text{inst}} = 100 \text{ kWp}$, $G_{\text{ref}} = 1000 \text{ W/m}^2$ y $\eta_{\text{sys}} = 0,80$. La potencia disponible se expresó mediante (4.5):

$$P_{\text{pv}}^{\text{av}}(k) = 80 \frac{G(k)}{G_{\text{ref}}}, \quad [\text{kW}]. \quad (4.5)$$

La potencia FV disponible se incorpora íntegramente al balance eléctrico. La energía que excede el consumo y la carga del BESS puede disiparse mediante las resistencias de seguridad, cuya capacidad máxima modelada es de 240 kW. La Figura 4.18 presenta la variación estacional de la potencia FV.

Las Figuras 4.19(a)–4.19(d) muestran la coincidencia entre la demanda eléctrica y la potencia FV disponible en enero, abril, julio y octubre, respectivamente, utilizados como contrastes estacionales del análisis temporal.

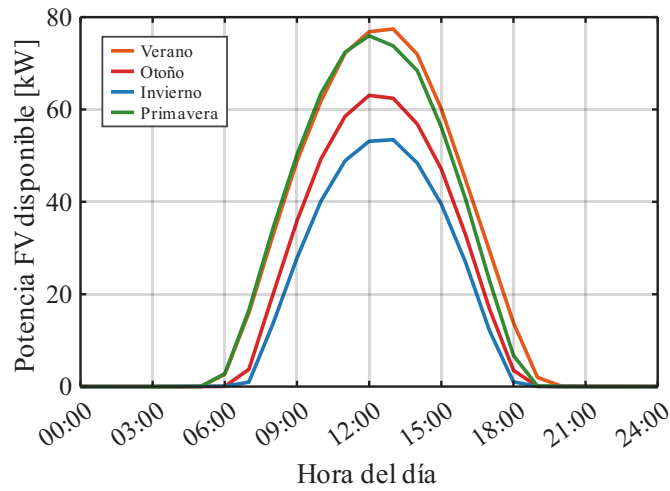
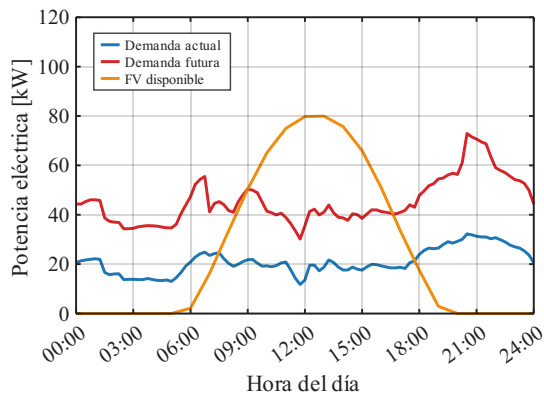
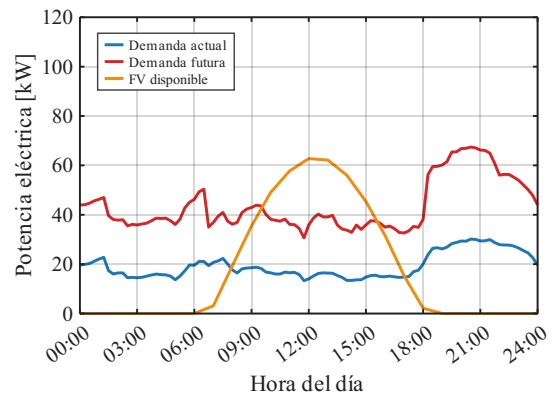


Figura 4.18: Potencia FV disponible para la planta de 100 kWp por estación del año.

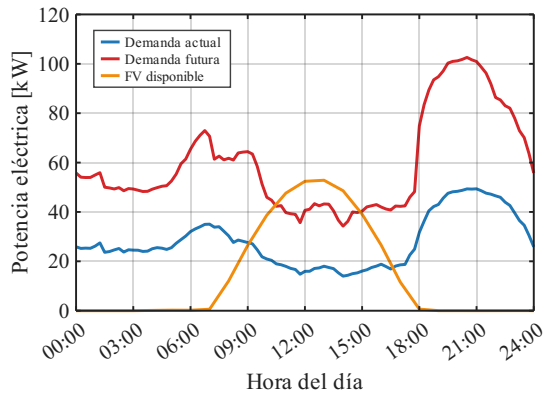
Las Figuras 4.19(a)–4.19(d) muestran la coincidencia entre la demanda eléctrica y la potencia FV disponible en enero, abril, julio y octubre, respectivamente, utilizados como contrastes estacionales.



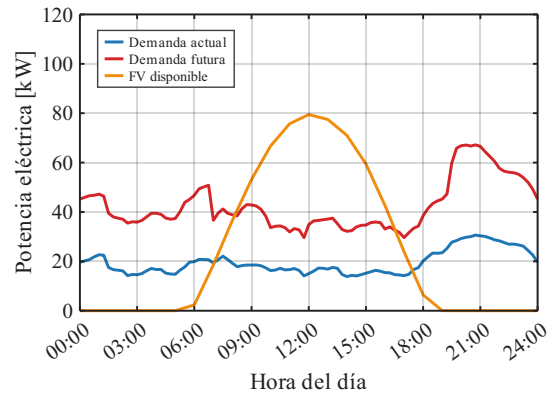
(a) Perfiles horarios promedio de enero.



(b) Perfiles horarios promedio de abril.



(c) Perfiles horarios promedio de julio.



(d) Perfiles horarios promedio de octubre.

Figura 4.19: Comparación de la demanda eléctrica actual y futura con la potencia FV disponible.

4.4.6. Generación hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica constituye la principal fuente de suministro eléctrico de Socaire. La unidad actual está compuesta por una turbina Pelton acoplada a un generador síncrono de baja tensión, como se muestra en la Figura 4.20.



Figura 4.20: Turbina Pelton y generador síncrono que conforman la unidad hidroeléctrica actual de Socaire.

Los parámetros esenciales de la unidad actual, obtenidos del registro fotográfico de la placa realizado en terreno, se presentan en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Parámetros esenciales de la unidad hidroeléctrica actual de Socaire.

Parámetro	Valor
Modelo de la turbina	TP250-2
Salto hidráulico neto	90 m
Eficiencia turbina-generador	0,808
Caudal nominal	0,15 m ³ /s
Potencia activa nominal del generador	100 kW

En S01 y S02 se representó su funcionamiento mediante consignas de 70 kW y 100 kW, respectivamente, limitadas por la disponibilidad de agua. El generador diésel aportó la potencia faltante y los excedentes se disiparon en resistencias, siguiendo la Sección 4.6.1.

Para la configuración futura del EMS-WEF se consideró una unidad despachable de 120 kW con características hidráulicas similares a las de la instalación actual. El caudal turbinado se determinó en cada intervalo dentro de sus límites de operación. Con la eficiencia adoptada de 0,80, la constante de conversión fue 706,32 kW/(m³/s) y el caudal máximo equivalente fue aproximadamente 0,170 m³/s. Esta unidad se coordinó con la generación FV, el BESS y el generador diésel.

4.4.7. Generación diésel

El sistema dispone de un grupo electrógeno diésel Lureye J300K, utilizado como unidad de respaldo ante contingencias, mantenimientos prolongados de la unidad hidroeléctrica o períodos en que la generación renovable y el BESS no sean suficientes para abastecer la demanda. En el EMS, esta unidad se representa como una fuente despachable que puede operar ante condiciones de déficit de generación.

Los principales parámetros técnicos se resumen en la Tabla 4.12. A partir de su potencia aparente nominal de 300 kVA y de un factor de potencia de 0,8, se obtiene una potencia activa máxima de 240 kW, utilizada como límite de despacho en (3.58).

Tabla 4.12: Parámetros técnicos del generador diésel.

Parámetro	Valor
Grupo electrógeno	Lureye J300K
Motor	John Deere 6081H (8,1 L, 1 500 rpm)
Alternador	Leroy Somer
Potencia aparente nominal	300 kVA
Factor de potencia nominal	0,8
Potencia activa máxima	240 kW
Tensión nominal	400 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Consumo específico	0,246 L/kWh a plena carga

4.4.8. Sistema de almacenamiento BESS

El BESS considerado para el caso de estudio se representa mediante un banco compuesto por 20 módulos Pylontech US5000, de tecnología litio-ferrofosfato (LFP) [55]. En el EMS-WEF, el sistema de almacenamiento puede cargarse con energía disponible de la generación FV o hidroeléctrica y descargarse para apoyar el abastecimiento eléctrico. De este modo, permite desplazar temporalmente energía cuya disponibilidad no coincide con el consumo de la comunidad.

Las potencias máximas de carga y descarga se fijaron en 96 kW, equivalentes a 1C para el banco de 96 kWh. La energía nominal se obtuvo a partir de los 4,8 kWh por módulo indicados por el fabricante [55]. Se adoptó un rango de operación de 20–90 % de la energía nominal como criterio de diseño orientado a cuidar la vida útil del BESS, limitando la profundidad de descarga al 70 % y conservando márgenes frente a la carga completa y la descarga profunda. El rango de SOC seleccionado se mantuvo dentro de la capacidad utilizable especificada por el fabricante: la profundidad de descarga adoptada del 70 % es inferior al 95 % indicado para los módulos US5000 [55]. El estado inicial se fijó en el límite superior del rango, $SOC^0 = 86,4$ kWh, para disponer de una reserva energética al inicio de la operación.

Los parámetros técnicos y operativos adoptados se resumen en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Parámetros técnicos y operativos del BESS adoptados en el EMS-WEF.

Parámetro	Valor	Unidad
Modelo de los módulos	Pylontech US5000	–
Número de módulos	20	u
Tecnología	LFP	–
Energía nominal ($E_{\text{BESS}}^{\text{nom}}$)	96,0	kWh
Estado de carga inicial (SOC^0)	86,4 (90 %)	kWh
Estado de carga mínimo ($SOC^{\text{mín}}$)	19,2 (20 %)	kWh
Estado de carga máximo ($SOC^{\text{máx}}$)	86,4 (90 %)	kWh
Eficiencia de carga (η_c)	93	%
Eficiencia de descarga (η_d)	93	%
Potencia máxima de carga ($\bar{P}_{\text{ch}}$)	96	kW
Potencia máxima de descarga ($\bar{P}_{\text{dis}}$)	96	kW
Vida útil declarada a 25 °C	> 8 000	ciclos

4.4.9. Aspectos económicos

A partir de las expresiones definidas en la metodología, se calculan los parámetros económicos utilizados en el caso de estudio de Socaire. Estos valores se incorporan en la función objetivo asociada al costo operativo eléctrico del EMS-WEF.

Costo de generación diésel

El grupo electrógeno considerado corresponde al modelo Lureye J300K, equipado con un motor John Deere 6081H. De acuerdo con los datos técnicos del equipo, su consumo específico a plena carga se presenta en (4.6):

$$s_D = 0,246 \text{ L/kWh.} \quad (4.6)$$

Como precio de referencia del combustible se consideró el precio minorista del petróleo diésel registrado en la estación de servicio Copec de San Pedro de Atacama, comuna a la que pertenece Socaire y punto de abastecimiento más cercano disponible. Al 18 de julio de 2026, el precio informado correspondía a 1 267 CLP/L [56]. Empleando el dólar observado publicado por el Banco Central de Chile para la misma fecha, equivalente a 924,50 CLP/USD [57], se obtiene, según (4.7):

$$p_D = \frac{1\,267 \text{ CLP/L}}{924,50 \text{ CLP/USD}} \approx 1,37 \text{ USD/L.} \quad (4.7)$$

Aplicando (3.2), el costo directo de generación diésel resulta, según (4.8):

$$c_D = 0,246 \cdot 1,37 = 0,337 \text{ USD/kWh.} \quad (4.8)$$

Dado que el combustible debe transportarse por carretera desde San Pedro de Atacama, se adopta un recargo por transporte de $\phi_{\text{transp}} = 5\%$. Este valor corresponde a un supuesto operativo del caso de estudio. Aplicando (3.3), el costo total de generación diésel se calculó mediante (4.9):

$$c_D^{\text{tot}} = c_D (1 + \phi_{\text{transp}}) = 0,337 \cdot 1,05 = 0,354 \text{ USD/kWh.} \quad (4.9)$$

Costo asociado al uso del BESS

De acuerdo con los parámetros presentados en la Tabla 4.13, la energía nominal del BESS se presenta en (4.10):

$$E_{\text{BESS}}^{\text{nom}} = 96,0 \text{ kWh.} \quad (4.10)$$

Los límites de estado de carga corresponden a 86,4 kWh y 19,2 kWh, equivalentes al 90 % y al 20 % de la energía nominal, respectivamente. Por tanto, la profundidad de descarga utilizada se calculó mediante (4.11):

$$DoD = \frac{SOC^{\text{máx}} - SOC^{\text{mín}}}{E_{\text{BESS}}^{\text{nom}}} = \frac{86,4 - 19,2}{96,0} = 0,70. \quad (4.11)$$

Considerando una eficiencia de descarga de $\eta_d = 0,93$, se adoptan $N_{\text{cyc}} = 8000$ ciclos, valor conservador respecto de la vida útil superior a 8000 ciclos indicada por el fabricante para los módulos Pylontech US5000 [55]. De acuerdo con (3.4), el *energy throughput* resulta, según (4.12):

$$E_{\text{throughput}} = 96,0 \cdot 0,70 \cdot 0,93 \cdot 8000 = 499\,968 \text{ kWh.} \quad (4.12)$$

Para simplificar la estimación, no se consideran costos adicionales de operación y mantenimiento del BESS, por lo que se adopta $C_{\text{O\&M}} = 0$ en (3.5). De acuerdo con una cotización comercial obtenida para el caso de estudio, cada módulo posee un valor de 1 800 000 CLP. Para un banco compuesto por 20 unidades, la inversión total corresponde a 36 000 000 CLP. Empleando el dólar observado de 924,50 CLP/USD, se obtiene, según (4.13):

$$C_{\text{cap}} = \frac{20 \cdot 1\,800\,000}{924,50} \approx 38\,940 \text{ USD.} \quad (4.13)$$

Por tanto, el costo equivalente de la energía descargada se calculó mediante (4.14):

$$c_{\text{bess}} = \frac{38\,940}{499\,968} = 0,078 \text{ USD/kWh.} \quad (4.14)$$

Costo asociado a la generación hidroeléctrica

Para representar la generación hidroeléctrica en la función objetivo se adopta un costo operativo de baja magnitud, utilizado para mantener explícita su contribución al costo eléctrico sin asignar un valor económico al agua, según (4.15):

$$c_{\text{hyd}} = 0,001 \text{ USD/kWh.} \quad (4.15)$$

La disponibilidad y asignación del agua se determinan mediante las restricciones físicas del embalse, los caudales y el acoplamiento con el riego.

Costo de energía no suministrada

Para penalizar la energía no suministrada dentro de la función objetivo, se adopta un costo equivalente a cinco veces el mayor costo unitario considerado en el sistema. En este caso, dicho valor corresponde al costo total de generación diésel. Aplicando (3.6), se obtiene, según (4.16):

$$c_{\text{ENS}} = 5 \cdot c_{\text{D}}^{\text{tot}} = 5 \cdot 0,354 = 1,77 \text{ USD/kWh.} \quad (4.16)$$

Este valor desincentiva la energía no suministrada y restringe su utilización a condiciones en que los recursos disponibles no permitan cubrir completamente la demanda.

Resumen de parámetros económicos

Los valores unitarios incorporados en la función objetivo se ordenaron de acuerdo con el rol asignado a cada recurso. La generación FV no incorporó un costo variable, mientras que la descarga del BESS consideró un costo equivalente de utilización. La generación hidroeléctrica utilizó el costo operativo adoptado para su despacho y la generación diésel incorporó el consumo de combustible y su transporte. La energía absorbida por las resistencias de seguridad se valorizó mediante $c_{\text{SR}} = 0,350 \text{ USD/kWh}$. Para los cambios de potencia neta del BESS se adoptó $\kappa_{\text{B}} = 0,001 \text{ USD/kW}$ por cambio, aplicado al valor absoluto de la diferencia de potencia entre decisiones consecutivas. Se eligió un coeficiente de baja magnitud para dar un peso secundario a la suavidad de operación frente a los costos energéticos. Por último, la ENS recibió la mayor penalización económica.

La Tabla 4.14 resume los parámetros económicos adoptados para el caso de estudio.

Tabla 4.14: Parámetros económicos unitarios adoptados en el EMS-WEF de Socaire.

Recurso	Valor unitario	Unidad
Generación FV (c_{pv})	0	USD/kWh
Uso del BESS (c_{bess})	0,078	USD/kWh
Generación hidroeléctrica (c_{hyd})	0,001	USD/kWh
Generación diésel ($c_{\text{D}}^{\text{tot}}$)	0,354	USD/kWh
Energía no suministrada (c_{ENS})	1,77	USD/kWh
Resistencias de seguridad (c_{SR})	0,350	USD/kWh
Cambio de potencia del BESS (κ_{B})	0,001	USD/kW por cambio

4.5. Subsistema Alimentario de Socaire

El subsistema alimentario de Socaire comprende la producción de cultivos alimentarios y forrajeros bajo condiciones climáticas áridas. La actividad agrícola presenta una marcada variación estacional y depende de la disponibilidad de agua caracterizada en la Sección 4.3.

4.5.1. Evapotranspiración de referencia

Los valores de ET_0 se obtuvieron desde la estación Socaire de la Red Agrometeorológica INIA [44]. La evapotranspiración de referencia fue calculada mediante el método FAO Penman–Monteith [35]

y corresponde al año 2023. Este período coincide con el año de la medición eléctrica utilizada para contrastar la demanda actual.

El valor medio diario anual de ET_0 alcanza 5,58 mm/día. El promedio mensual mínimo se presenta en junio, con 4,06 mm/día, mientras que el máximo ocurre en diciembre, con 7,51 mm/día. Las Figuras 4.21(a) y 4.21(b) presentan la serie diaria y los promedios mensuales obtenidos para el año analizado, respectivamente.

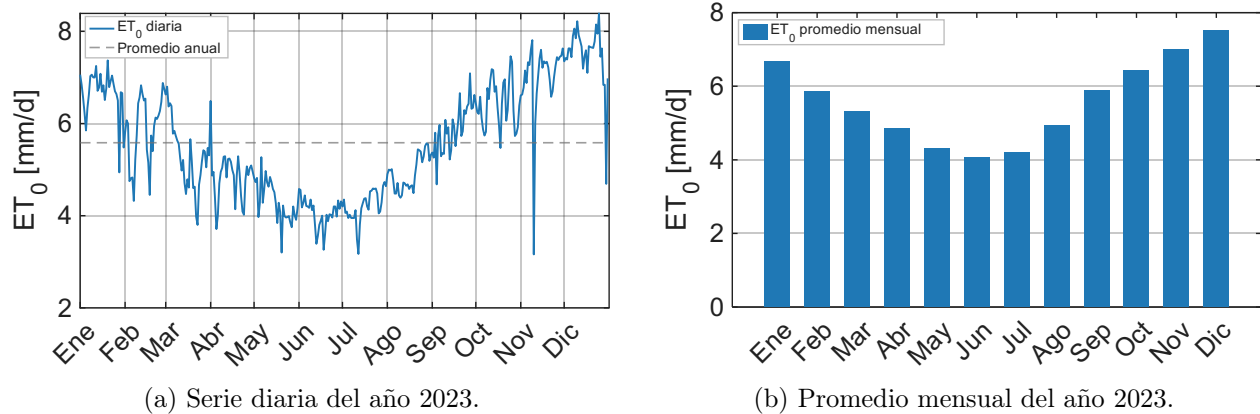


Figura 4.21: Evapotranspiración de referencia registrada en la estación INIA Socaire durante 2023.

4.5.2. Estructura productiva y superficies

La selección de cultivos se basó en la información proporcionada por un integrante del comité de agricultores de Socaire y en las consultas realizadas a la comunidad durante las visitas a terreno. Estos antecedentes permitieron identificar la presencia de quinoa, haba, papa, maíz, alfalfa y tuna, que se representaron mediante seis unidades de cultivo en el modelo. Estas unidades abarcaron en conjunto 198 ha, correspondientes al área cultivada estimada en 2023 por la Unidad de Recursos Naturales y Sostenibilidad de la Comunidad Atacameña de Socaire, que además identificó 738,6 ha cultivables sin uso agrícola dentro del sistema local [52]. Se adoptó esta estimación por corresponder al antecedente más reciente disponible para la localidad.

Ante la ausencia de un desglose actualizado de las 198 ha por cultivo, se adoptó una distribución representativa compuesta por 75 % de alfalfa, 10 % de maíz, 6 % de papa, 4 % de quinoa, 3 % de haba y 2 % de tuna. Esta asignación conserva el predominio de la alfalfa y la presencia del maíz y el haba documentados para la Región de Antofagasta por ODEPA [58]. La Tabla 4.15 presenta las superficies utilizadas en el modelo.

Tabla 4.15: Unidades de cultivo y superficies consideradas para el sistema agrícola de Socaire.

Unidad (i)	Cultivo	Superficie (ha)
A1	Quinoa	7,92
A2	Haba	5,94
A3	Papa	11,88
A4	Maíz	19,80
A5	Alfalfa	148,50
A6	Tuna	3,96
Total		198,00

La Figura 4.22 (a) muestra las terrazas tradicionales de cultivo observadas en la localidad, mientras que la Figura 4.22 (b) presenta el invernadero comunitario. Este último no se considera en el análisis agrícola desarrollado, el cual se limita a los cultivos establecidos en las superficies regadas de Socaire.



(a) Terrazas tradicionales de cultivo.



(b) Invernadero comunitario.

Figura 4.22: Infraestructura productiva agrícola de Socaire.

4.5.3. Calendario agronómico y etapas fenológicas

El calendario agronómico se elaboró para los cultivos identificados mediante las consultas al comité de agricultores y las visitas a terreno, descritos en la Sección 4.5.2. Este calendario establece los períodos de actividad de cada cultivo y permite asignar una etapa fenológica a cada fecha del horizonte de modelación. Para su elaboración se consideraron las fechas de siembra y cosecha informadas en las fichas técnicas de INDAP para la temporada 2023–2024. Se priorizaron los antecedentes disponibles para Socaire y la Región de Antofagasta. Cuando no se encontraron datos para estos territorios, se utilizaron los correspondientes a las regiones geográficamente más cercanas con información disponible [59].

Debido a que las fuentes disponibles no establecen los límites temporales de cada etapa para las condiciones específicas de Socaire, se adoptaron los períodos mensuales de actividad presentados en la Tabla 4.16. Fuera de estos períodos, los cultivos anuales se consideran fuera de su ciclo productivo y no generan requerimientos de riego en el modelo.

En el caso de la alfalfa, la información disponible indica cuatro cortes anuales, pero no especifica sus fechas. Ante la falta de antecedentes que permitan ubicar temporalmente sus ciclos de crecimiento y rebrote, se representa en la etapa media durante todo el año [35, 59].

Tabla 4.16: Calendario mensual de actividad de los cultivos considerados en el modelo.

Mes	Quinoa	Haba	Papa	Maíz	Alfalfa	Tuna
Enero	×	×	×	×	×	×
Febrero	×	×	×	×	×	×
Marzo	×		×	×	×	×
Abril	×		×	×	×	×
Mayo	×				×	×
Junio					×	×
Julio					×	×
Agosto		×		×	×	×
Septiembre	×	×	×	×	×	×
Octubre	×	×	×	×	×	×
Noviembre	×	×	×	×	×	×
Diciembre	×	×	×	×	×	×

×: cultivo activo durante el mes.

Para los cultivos anuales, los períodos activos se subdividen en las etapas inicial, de desarrollo, media y final. En la quinoa estas etapas corresponden, respectivamente, a septiembre–octubre, noviembre, diciembre–febrero y marzo–mayo; en el haba, a agosto–septiembre, octubre, noviembre–enero y febrero; en la papa, a septiembre, octubre, noviembre–enero y febrero–abril; y en el maíz, a agosto–septiembre, octubre–noviembre, diciembre–febrero y marzo–abril.

La tuna corresponde a una especie perenne [60], por lo que no presenta un ciclo anual de siembra y cosecha comparable con el de los cultivos anuales. Ante la ausencia de un calendario fenológico específico para las condiciones de Socaire, se considera activa durante todo el año y se representa en la etapa media. Esta decisión constituye una simplificación del modelo y no implica que el cultivo carezca de variaciones fenológicas o estacionales.

Para la implementación del calendario, durante los períodos clasificados como desarrollo y media se utilizan los valores de K_c y K_y correspondientes a la etapa media.

4.5.4. Parametrización agronómica

La parametrización agronómica reúne las variables que determinan la demanda hídrica de los cultivos, la disponibilidad de agua en la zona radicular y la respuesta productiva frente al déficit. Los coeficientes K_c permiten obtener la evapotranspiración del cultivo a partir de ET_0 , mientras que las propiedades hídricas del suelo, la profundidad radicular y la fracción de agotamiento determinan las reservas TAW y RAW . Por su parte, los coeficientes K_y relacionan el déficit de evapotranspiración con la reducción relativa del rendimiento.

Para seleccionar estos parámetros se priorizaron antecedentes correspondientes a Socaire y al Altiplano. Cuando no se dispuso de información local, se utilizaron valores reportados para los cultivos considerados o aproximaciones basadas en referencias agronómicas generales. Los supuestos adoptados en estos casos se indican explícitamente.

Coeficientes de cultivo

Los coeficientes K_c utilizados para representar la demanda hídrica de cada cultivo se seleccionaron de acuerdo con las siguientes fuentes y criterios:

- **Haba, papa, maíz y alfalfa:** los coeficientes se obtuvieron de la base de datos de CROPWAT y de los valores de referencia de FAO-56 [46, 47, 35]. Para el haba y el maíz se consideró la producción de grano seco, mientras que para la alfalfa se utilizaron los valores asociados al ciclo de corte.
- **Quinoa:** se empleó la curva de cultivo determinada para quinoa bajo condiciones del Altiplano chileno [61].
- **Tuna:** ante la ausencia de coeficientes diferenciados por etapa para las condiciones de Socaire, se adoptó un valor constante de $K_c = 0,50$, basado en los antecedentes disponibles para *Opuntia ficus-indica* [62].

Los coeficientes adoptados se presentan en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17: Coeficientes de cultivo base por etapa fenológica.

Cultivo	$K_{c,ini}$	$K_{c,med}$	$K_{c,fin}$
Quinoa	0,58	1,14	0,78
Haba	0,50	1,15	0,30
Papa	0,50	1,15	0,75
Maíz	0,30	1,20	0,35
Alfalfa	0,40	0,95	0,90
Tuna	0,50	0,50	0,50

Parámetros del suelo, profundidad radicular y reservas TAW–RAW

Las reservas TAW y RAW se calcularon a partir de las propiedades hídricas del suelo, la profundidad radicular Z_r y la fracción de agotamiento p , mediante (3.63) y (3.64). Los parámetros utilizados se seleccionaron de acuerdo con los siguientes criterios:

- **Propiedades hídricas del suelo:** se consideró una textura franco arenosa común para las seis unidades de cultivo. Ante la ausencia de ensayos locales, la capacidad de campo y el punto de marchitez se estimaron mediante el promedio aritmético de los rangos tabulados por FAO-56 para esta textura [35].
- **Haba, papa, maíz y alfalfa:** la profundidad radicular Z_r y la fracción de agotamiento p se seleccionaron de los intervalos tabulados por FAO-56 para cada cultivo [35].
- **Quinoa:** los valores de Z_r y p se adoptaron de estudios realizados para quinoa en el Altiplano [63].
- **Tuna:** la profundidad radicular se adoptó dentro del intervalo recomendado para su producción, mientras que para p se utilizó un valor general de FAO-56 [62, 35].

La Tabla 4.18 reúne las propiedades del suelo utilizadas.

Tabla 4.18: Parámetros comunes del suelo adoptados para una textura franco arenosa.

Parámetro	Valor	Unidad
Capacidad de campo, θ_{FC}	0,23	m ³ /m ³
Punto de marchitez, θ_{WP}	0,11	m ³ /m ³

La diferencia $\theta_{FC} - \theta_{WP}$ corresponde a 0,12 m³/m³. Debido a que las propiedades del suelo se consideran comunes para toda el área regada, las diferencias de TAW entre cultivos provienen de sus profundidades radiculares. A su vez, las diferencias de RAW dependen tanto de la profundidad radicular como de la fracción de agotamiento adoptada.

La Tabla 4.19 presenta las reservas resultantes y los parámetros de cada cultivo.

Tabla 4.19: Profundidad radicular, fracción de agotamiento y reservas de agua por cultivo, calculadas mediante (3.63) y (3.64).

Cultivo	Z_r (m)	p	TAW (mm)	RAW (mm)
Quinoa	0,50	0,61	60,0	36,6
Haba	0,70	0,45	84,0	37,8
Papa	0,60	0,35	72,0	25,2
Maíz	1,00	0,55	120,0	66,0
Alfalfa	1,10	0,55	132,0	72,6
Tuna	0,60	0,50	72,0	36,0

Coefficientes de respuesta al déficit hídrico

Los coeficientes K_y representan la sensibilidad del rendimiento de cada cultivo al déficit hídrico. FAO-33 distingue los períodos vegetativo, floración, formación del rendimiento y maduración [39]. Para compatibilizar esta clasificación con las etapas utilizadas en el modelo, el período vegetativo se asoció a la etapa inicial y la maduración a la etapa final. La floración y la formación del rendimiento se representaron mediante un único valor medio, correspondiente al período de mayor sensibilidad entre ambos.

Esta correspondencia constituye una aproximación, debido a que los períodos de sensibilidad productiva no coinciden necesariamente de manera exacta con las etapas utilizadas para representar el desarrollo fenológico. En el modelo, el valor medio de K_y se utiliza durante las etapas de desarrollo y media.

Las fuentes y aproximaciones empleadas para cada cultivo fueron las siguientes:

- **Haba, papa y maíz:** se utilizaron los coeficientes por período presentados en FAO-33 [39]. Para el haba se empleó el patrón correspondiente al frijol común como aproximación, debido a que la publicación no presenta valores específicos para *Vicia faba*. Esta aproximación se adopta reconociendo la sensibilidad del haba al déficit durante la floración y la formación de vainas [64].

- **Alfalfa:** FAO-33 informa un intervalo general de K_y comprendido entre 0,70 y 1,10, sin diferenciar etapas. Por esta razón, se adoptó el valor central $K_y = 0,90$, mantenido constante durante sus ciclos sucesivos de crecimiento y corte [39].
- **Quinoa:** se adoptó un valor estacional de $K_y = 0,67$, obtenido a partir de datos de rendimiento y evapotranspiración para quinoa en el Altiplano boliviano [65]. Debido a que la fuente no presenta valores diferenciados por etapa, este coeficiente se mantuvo constante durante todo el ciclo.
- **Tuna:** se adoptó un valor constante de $K_y = 0,80$, correspondiente al valor medio reportado para clones de cactus forrajero cultivados bajo condiciones semiáridas [66]. Este antecedente no corresponde específicamente a la producción de fruto ni a las condiciones de Socaire, por lo que se utiliza como una aproximación de su respuesta al déficit hídrico.

Los coeficientes adoptados se presentan en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20: Coeficientes K_y adoptados por etapa.

Cultivo	$K_{y,ini}$	$K_{y,med}$	$K_{y,fin}$
Quinoa	0,67	0,67	0,67
Haba	0,20	1,10	0,20
Papa	0,45	0,80	0,20
Maíz	0,40	1,50	0,20
Alfalfa	0,90	0,90	0,90
Tuna	0,80	0,80	0,80

Parámetros operativos del riego y condición inicial

A partir de la información recopilada en terreno, se determinó que el riego superficial por inundación es el método utilizado en la mayor parte de las superficies agrícolas de Socaire. Para la configuración evaluada se adoptó una eficiencia de aplicación $\eta_r = 0,80$ para las seis unidades de cultivo.

El agotamiento inicial D_r^0 representa el déficit de agua existente en la zona radicular al comienzo de la simulación, medido respecto de la condición de capacidad de campo. Debido a que no se dispone de mediciones iniciales diferenciadas por cultivo, los estados utilizados por el EMS-WEF se obtienen de la simulación sintética de referencia descrita para el embalse. Para iniciar el precondicionamiento se adoptó una condición semilla común, equivalente al 35 % de la reserva total de agua disponible de cada cultivo, según (4.17):

$$D_{r,i}^{\text{semilla}} = 0,35 TAW_i. \quad (4.17)$$

La fracción común establece únicamente las condiciones semilla del precondicionamiento, cuyos valores se presentan en la Tabla 4.21. Tras el año previo, la referencia evoluciona cronológicamente y la simulación adopta el agotamiento radicular correspondiente al inicio de enero, común a las políticas del mismo escenario. Estos estados efectivos pueden diferir de la condición semilla y superar el umbral RAW ; por tanto, no se supone que los despachos comiencen sin estrés hídrico.

Tabla 4.21: Eficiencia de aplicación del EMS-WEF y agotamiento semilla del precondicionamiento por unidad de cultivo.

Cultivo	η_r	D_r^{semilla}/TAW	D_r^{semilla} (mm)
Quinoa	0,80	0,35	21,0
Haba	0,80	0,35	29,4
Papa	0,80	0,35	25,2
Maíz	0,80	0,35	42,0
Alfalfa	0,80	0,35	46,2
Tuna	0,80	0,35	25,2

4.5.5. Precipitación

La precipitación se obtuvo de la estación Socaire de la Red Agrometeorológica INIA para el año 2023 [44], manteniendo la misma referencia temporal utilizada para ET_0 . Para el balance hídrico del suelo, la precipitación efectiva se consideró igual a la precipitación registrada.

Esta equivalencia se adoptó debido a que no se dispone de mediciones locales de escorrentía superficial, evaporación o percolación profunda que permitan estimar la fracción efectiva de la precipitación. Por tanto, constituye un supuesto optimista, ya que puede sobreestimar el aporte de agua a la zona radicular y subestimar levemente los requerimientos de riego.

La precipitación anual acumulada alcanza 127,3 mm y se concentra principalmente en febrero y marzo, con 78,7 y 37,6 mm, respectivamente. En abril se registran 10,9 mm, mientras que durante el resto del año las precipitaciones son prácticamente nulas. Esta distribución corresponde al período de lluvias estivales asociado al invierno altiplánico.

La serie diaria de la Figura 4.23(a) muestra que este aporte se concentra en pocos eventos, entre los cuales destaca uno cercano a 50 mm durante febrero. Los acumulados mensuales de la Figura 4.23(b) permiten observar la concentración del aporte durante febrero y marzo. En consecuencia, la precipitación puede reducir temporalmente el requerimiento de riego, pero no constituye una fuente regular de agua para los cultivos durante el año.

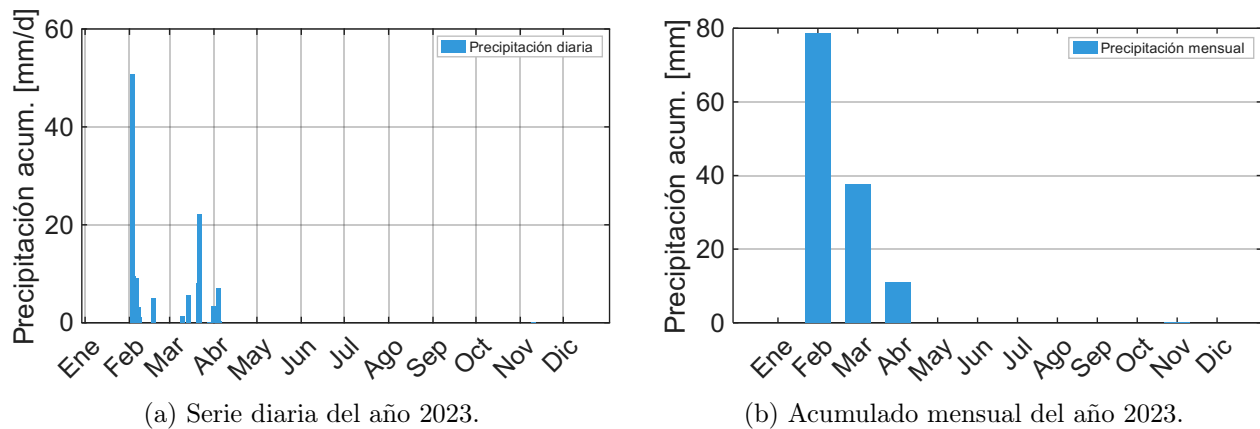


Figura 4.23: Precipitación registrada en la estación INIA Socaire durante 2023.

4.5.6. Organización actual del riego

La administración del agua es realizada por el Juez de Agua, quien asigna turnos cada 15 días para un turno completo, cada 12 días para un medio turno o semanalmente para un cuarto de turno. Esta información fue recopilada directamente con la comunidad durante la visita a terreno y no corresponde a un registro formal documentado.

No se dispone del detalle sobre la distribución de los turnos, los caudales entregados ni los tiempos de riego asignados a cada cultivo o unidad productiva. Por esta razón, la organización actual se presenta únicamente como antecedente del funcionamiento local y no permite construir una línea base agrícola cuantitativa.

4.6. Estructura de experimentos realizados

Las configuraciones se definieron de acuerdo con los criterios de la Sección 3.2.7. Se evaluaron ocho escenarios, S01–S08, organizados según la demanda, los equipos eléctricos considerados en cada configuración y el nivel de flexibilidad del riego. La Figura 4.24 presenta su estructura. El experimento principal comprendió las seis configuraciones EMS-WEF, S03–S08, simuladas durante un año continuo. Se denominó trayectoria de operación a la secuencia cronológica de decisiones implementadas y estados alcanzados por el sistema durante el período simulado, para un escenario y una política. S01 y S02 representaron la operación con consignas hidroeléctricas y respaldo diésel, y se utilizaron en los contrastes de enero, abril, julio y octubre.

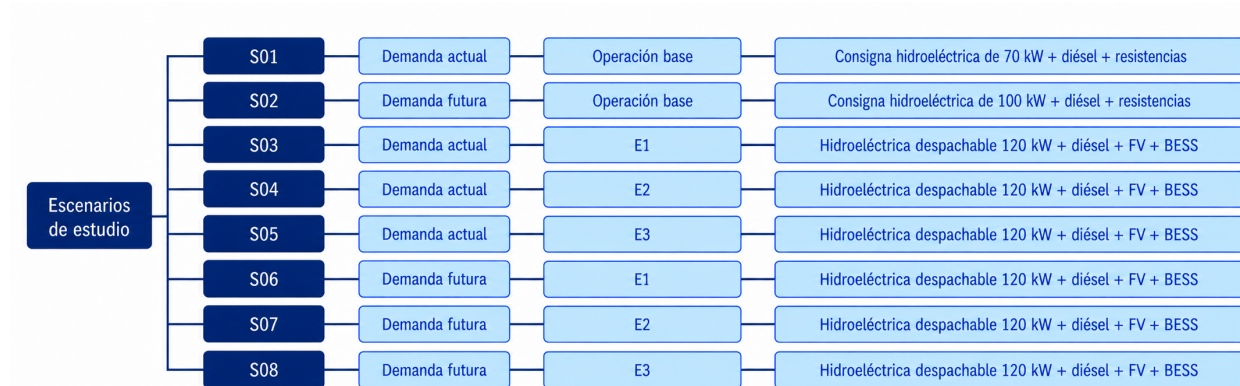


Figura 4.24: Configuraciones eléctricas y niveles de flexibilidad de los escenarios evaluados.

La matriz de simulaciones se resume en la Tabla 4.22. La denominación demanda futura corresponde al perfil identificado como acelerado en la base de datos y en los archivos de ejecución.

Tabla 4.22: Matriz de escenarios utilizada en el caso de estudio.

Escenario	Demanda	Condición	Configuración operativa
S01	Actual	Base	Consigna hidroeléctrica de 70 kW + diésel + resistencias
S02	Futura	Base	Consigna hidroeléctrica de 100 kW + diésel + resistencias
S03	Actual	E1	Hidroeléctrica despachable de 120 kW + diésel + FV + BESS
S04	Actual	E2	Hidroeléctrica despachable de 120 kW + diésel + FV + BESS
S05	Actual	E3	Hidroeléctrica despachable de 120 kW + diésel + FV + BESS
S06	Futura	E1	Hidroeléctrica despachable de 120 kW + diésel + FV + BESS
S07	Futura	E2	Hidroeléctrica despachable de 120 kW + diésel + FV + BESS
S08	Futura	E3	Hidroeléctrica despachable de 120 kW + diésel + FV + BESS

4.6.1. Representación de la operación de Socaire

Los escenarios S01 y S02 se construyeron para representar el abastecimiento mediante una consigna hidroeléctrica, respaldo diésel y disipación de excedentes en resistencias. S01 utilizó la demanda actual y una consigna de 70 kW; S02 consideró la demanda futura y una consigna de 100 kW. Esta representación permitió comparar el consumo diésel, la energía disipada y los caudales de la operación base con los de la configuración coordinada por el EMS-WEF. La comparación consideró los equipos y las reglas operativas de cada configuración.

La potencia hidroeléctrica se calculó a partir del caudal requerido por la consigna, limitado por la afluencia y el volumen utilizable sobre el mínimo del embalse. El volumen se actualizó cada 15 minutos mediante el balance entre entrada, turbinado, derivación directa y vertimiento. La ruta directa se habilitó cuando el embalse estaba lleno al inicio del intervalo y el excedente restante se evacuó por vertimiento.

La generación hidroeléctrica abasteció primero la demanda y las pérdidas; el déficit restante se cubrió con diésel hasta su capacidad máxima. Los excedentes se contabilizaron como potencia disipada en resistencias, $P_{SR}^{ref}(k)$, y la potencia faltante se registró como ENS. Esta asignación se implementó mediante el balance algebraico de (4.18):

$$P_{hyd}^{ref}(k) + P_{diesel}(k) + P_{ENS}(k) = P_{req}(k) + P_{SR}^{ref}(k), \quad (4.18)$$

donde $P_{req}(k)$ reúne la demanda y las pérdidas del sistema, según (4.19):

$$P_{req}(k) = P_{load}(k) + P_{loss}(k). \quad (4.19)$$

El aporte diésel se calculó mediante (4.20):

$$P_{diesel}(k) = \min \left\{ \overline{P}_{diesel}, \max \left[0, P_{req}(k) - P_{hyd}^{ref}(k) \right] \right\}, \quad (4.20)$$

y el déficit remanente se obtuvo mediante (4.21):

$$P_{\text{ENS}}(k) = \text{máx} \left\{ 0, P_{\text{req}}(k) - P_{\text{hyd}}^{\text{ref}}(k) - P_{\text{diesel}}(k) \right\}. \quad (4.21)$$

La potencia disipada se determinó mediante (4.22):

$$P_{\text{SR}}^{\text{ref}}(k) = \text{máx} \left\{ 0, P_{\text{hyd}}^{\text{ref}}(k) + P_{\text{diesel}}(k) - P_{\text{req}}(k) \right\}. \quad (4.22)$$

4.6.2. Escenarios EMS-WEF

Los escenarios S03–S08 consideraron la operación coordinada de la unidad hidroeléctrica despachable de 120 kW, la generación FV, el BESS y el generador diésel. Los escenarios S03–S05 utilizaron la demanda actual y los escenarios S06–S08 la demanda futura. En cada grupo se evaluaron los niveles E1, E2 y E3, definidos por límites progresivamente mayores de horas diarias permitidas para el riego. La comparación entre niveles mantuvo la demanda y el peso de la política; cada grupo utilizó los estados hídricos auxiliares de inicialización y las referencias locales de normalización correspondientes.

Cada evento de riego tiene una duración mínima de 2 horas en las seis unidades de cultivo. La duración máxima diaria depende del cultivo y del escenario de flexibilidad, según la Tabla 4.23.

Tabla 4.23: Duración máxima diaria de riego por cultivo y escenario (h/día).

Cultivo	E1	E2	E3
Quinoa	3	4	6
Haba	3	4	6
Papa	4	6	9
Maíz	4	5	8
Alfalfa	7	10	15
Tuna	2	3	5

La resolución multiobjetivo se realizó mediante el procedimiento de la Sección 3.2.8. Al inicio de cada día, durante los 365 días de la trayectoria simulada, se recalcularon las anclas locales para la ventana de predicción que comenzaba en ese instante, desde el estado alcanzado por cada política. Estas anclas priorizaron individualmente el costo f_1 y el desempeño hídrico f_2^{control} . Sus coordenadas se utilizaron como referencias de normalización durante las decisiones de ese día y se actualizaron al comenzar el siguiente.

Cada ancla se obtuvo mediante una optimización primaria y un refinamiento del objetivo restante dentro de la tolerancia del primero. En el ancla agrícola, el refinamiento del costo conservó las variables binarias de compuertas, estrés y saturación de la solución primaria. Se adoptó la solución refinada cuando conservó las restricciones y la tolerancia del objetivo prioritario.

El objetivo agrícola de control incorporó el agotamiento radicular por sobre RAW_i al final de la ventana, con ponderación unitaria, mientras hubo información para continuar la trayectoria. Al alcanzar el límite de datos del año, este término quedó inactivo. El desempeño final se evaluó mediante el déficit f_2 de la trayectoria implementada.

Para cada escenario EMS-WEF se consideraron tres combinaciones de pesos, presentadas en la Tabla 4.24. El coeficiente ω_1 ponderó el costo normalizado y $\omega_2 = 1 - \omega_1$ ponderó el objetivo agrícola normalizado. Los pesos permanecieron constantes durante cada política y las referencias de normalización se actualizaron diariamente a lo largo del año simulado. Un mayor ω_1 asignó mayor ponderación relativa al costo eléctrico, mientras que un mayor ω_2 la asignó al desempeño hídrico de los cultivos.

Tabla 4.24: Combinaciones de pesos utilizadas en el WSM normalizado.

Política	Peso de f_1	Peso de f_2^{control}	Interpretación
P1	0,15	0,85	Mayor ponderación relativa del desempeño hídrico de los cultivos.
P2	0,50	0,50	Coefficientes iguales sobre objetivos normalizados; política común de comparación.
P3	0,85	0,15	Mayor ponderación relativa del costo de operación eléctrica.

Al finalizar las simulaciones se compararon el costo f_1 y el déficit agrícola f_2 acumulados en las trayectorias implementadas. El análisis principal utilizó $\omega_1 = 0,50$ en los seis escenarios, manteniendo el mismo coeficiente de comparación. Este valor asignó coeficientes iguales a los objetivos normalizados. Las políticas con $\omega_1 = 0,15$ y $0,85$ permitieron analizar, respectivamente, una mayor ponderación del desempeño hídrico o del costo eléctrico. Las dos políticas ancla se conservaron junto con los tres pesos para el análisis de sensibilidad.

4.6.3. Alcance temporal del análisis

El experimento principal comprendió los 365 días del calendario computacional no bisiesto 2023, equivalentes a 35 040 intervalos implementados de 15 minutos por política. S03–S08 se resolvieron mediante el horizonte deslizante de la Sección 3.2.5, con una ventana nominal de 48 horas y continuidad del volumen del embalse, el SOC del BESS, el agotamiento radicular y la historia de las compuertas entre meses.

Dentro de cada ventana se representaron aproximadamente las primeras 3 horas con intervalos de 15 minutos, las 5 horas siguientes con intervalos de 30 minutos y el tramo restante con intervalos de 60 minutos, según la Figura 3.5. Se implementó el primer intervalo de 15 minutos y se transfirieron los estados alcanzados a la siguiente resolución. Las horas auxiliares permitieron completar los eventos de riego cuando hubo datos suficientes. Al término del año, la ventana se limitó a la información disponible.

Las series de caudal, variables meteorológicas y demanda provinieron de los antecedentes descritos en las secciones anteriores y se sincronizaron mediante el mes, el día y la hora. Para las pérdidas exportadas desde las simulaciones QDS en DlgSILENT PowerFactory se conservó la secuencia ordenada de 15 minutos, preservando su continuidad frente a la discontinuidad estacional de una hora en las etiquetas temporales. La base integrada reunió así los perfiles característicos de Socaire en un calendario común.

Los estados hídricos iniciales se obtuvieron de la referencia auxiliar para el inicio de enero. El BESS inició con 86,4 kWh, equivalentes al 90 % de su energía nominal. Se eligió este estado inicial para disponer de una reserva energética dentro del rango de operación de 20–90 %, adoptado para cuidar su vida útil y compatible con la capacidad utilizable especificada por el fabricante [55]. Para

quinoa, haba, papa, maíz, alfalfa y tuna, el agotamiento radicular inicial bajo demanda actual fue, respectivamente, 59,16, 81,90, 70,41, 119,13, 131,94 y 67,90 mm; bajo demanda futura fue 60,00, 84,00, 72,00, 120,00, 132,00 y 72,00 mm. Estos valores se presentan redondeados a dos decimales y las simulaciones conservaron su precisión original. Las políticas de un mismo escenario compartieron la inicialización.

Enero, abril, julio y octubre se utilizaron como contrastes del verano, otoño, invierno y primavera. Los resultados correspondientes de S03–S08 se extrajeron de las trayectorias continuas, conservando los estados alcanzados del embalse, el BESS y los cultivos, junto con la historia de las compuertas. En esos meses se compararon el abastecimiento eléctrico y el uso del agua asociado a la generación con S01 y S02.

4.6.4. Aspectos computacionales

El modelo se implementó en *Python* mediante *Pyomo*, siguiendo la Sección 3.2.6, y se resolvió con el solver *Gurobi*. Se utilizó la interfaz persistente `gurobi_persistent` de *Pyomo*, que conserva una representación del modelo en *Gurobi* y permite comunicar cambios incrementales al solver [67]. Los parámetros, las series temporales y las condiciones de cada escenario se obtuvieron desde una base integrada en Microsoft Excel.

Las simulaciones se ejecutaron en un equipo con dos procesadores *Intel Xeon Silver 4410Y* de 2,00 GHz y 128 GB de memoria RAM. Se utilizaron las trayectorias y la discretización temporal descritas anteriormente.

En cada escenario se utilizaron hasta tres procesos independientes para resolver distintas políticas en paralelo. Primero se ejecutaron las dos políticas ancla y luego las tres políticas asociadas a los pesos 0,15, 0,50 y 0,85. Cada proceso trabajó con una copia independiente del modelo y del solver *Gurobi*. Para cada resolución se asignó un hilo de ejecución del procesador, excepto en la optimización principal del ancla agrícola, para la cual se habilitaron dos.

El código se organizó en módulos para la lectura y validación de los datos de entrada, la construcción y resolución del modelo y la exportación de resultados. La validación de entradas consideró la presencia de los parámetros requeridos, las unidades, la cobertura temporal y la consistencia de las series. Los escenarios S01 y S02 se calcularon mediante las reglas algebraicas de asignación de generación y actualización del embalse de la Sección 4.6.1; los escenarios S03–S08 utilizaron el procedimiento común del EMS-WEF para las combinaciones de demanda, flexibilidad de riego y peso del WSM. Los resultados se almacenaron por escenario y política en los archivos consolidados.

Resultados

Este capítulo presenta los resultados de los escenarios EMS-WEF S03–S08, que combinan demanda eléctrica actual y futura con los niveles de flexibilidad de riego E1–E3 definidos en el caso de estudio. El análisis considera las trayectorias continuas de un año con $\omega_1 = 0,50$. Primero se examinan los objetivos implementados y la composición del costo modelado; luego, la asignación del riego y la respuesta hídrica de los cultivos. La variación mensual, dos ejemplos de despacho, un calendario de apertura y el contraste entre pesos mediante generación y caudales explican el comportamiento operativo. Finalmente, se comparan las políticas multiobjetivo, el abastecimiento eléctrico con los escenarios S01 y S02 y los tiempos de ejecución.

5.1. Criterio de lectura de los escenarios

Los escenarios S03–S05 corresponden a la demanda actual con los niveles E1–E3, mientras que los escenarios S06–S08 consideran la demanda futura con los mismos niveles. Cada trayectoria comprende 365 días consecutivos. Los máximos diarios de apertura de compuertas son los que se muestran en la Tabla 4.23. El volumen del embalse, el estado de carga del BESS y el agotamiento radicular alcanzados al final de cada intervalo se utilizan como estados iniciales del siguiente; esta continuidad también se mantiene al cambiar de mes. El calendario computacional 2023 sincroniza las series de entrada por mes, día y hora.

La comparación principal utiliza $\omega_1 = 0,50$ y $\omega_2 = 0,50$ en los seis escenarios, con igual ponderación de los objetivos normalizados. En el espacio de estos objetivos, aproximarse al origen corresponde a reducir conjuntamente costo y déficit; esta lectura permite interpretar el compromiso entre las tres políticas ponderadas. La comparación entre configuraciones mantiene $\omega_1 = 0,50$, mientras que las referencias de normalización se actualizan durante cada trayectoria. Cada grupo de demanda utiliza los estados hídricos auxiliares de inicio definidos en el caso de estudio.

En cada ventana, las decisiones minimizan la suma ponderada de (3.76), con las escalas de (3.75). Entre alternativas factibles, una reducción del déficit y del agotamiento al cierre puede compensar un incremento del costo eléctrico en esa suma. Los balances y límites operativos restringen las alternativas disponibles; las ponderaciones determinan el compromiso elegido dentro de ellas.

Los valores de f_1 y f_2 se calculan sobre las trayectorias implementadas mediante (3.40) y (3.59). El objetivo de control de (3.72) considera además el agotamiento radicular al cierre de la ventana de predicción, para orientar la entrega de agua considerando la reserva del suelo con que continúa la operación. El déficit anual informado se calcula con la evapotranspiración efectivamente alcanzada. Los escenarios S01 y S02 proporcionan el contraste eléctrico durante enero, abril, julio y octubre.

5.2. Objetivos anuales y composición del costo modelado

La Tabla 5.1 reúne los resultados considerando $\omega_1 = 0,50$ en todos los escenarios. La ampliación de E1 a E3 reduce el déficit relativo anual de 0,692899 a 0,612446 bajo demanda actual y de 0,686731

a 0,598244 bajo demanda futura. Las reducciones relativas son 11,61 % y 12,89 %, respectivamente. El riego neto aumenta un 35,27 % y un 37,29 % entre los mismos extremos. Los mayores límites de apertura amplían los turnos que puede asignar el EMS-WEF; la entrega adicional repone la reserva del suelo y sostiene ET_a . Como el suministro combina la ruta directa y la recuperación de agua turbinada, la programación agrícola también modifica el despacho hidroeléctrico y los excedentes eléctricos.

Tabla 5.1: Resultados anuales implementados a $\omega_1 = 0,50$. Riego neto en 10^3 m^3 y energías en MWh. Elaboración propia.

Escenario	f_1 (USD)	f_2	Riego neto	SR	Diésel
S03	32 975,89	0,692899	751,723	88,748	0,000
S04	32 927,39	0,653777	879,422	88,675	0,000
S05	33 793,37	0,612446	1 016,846	90,983	0,000
S06	15 556,61	0,686731	777,887	35,951	2,638
S07	17 168,80	0,644289	915,656	40,356	2,641
S08	19 118,10	0,598244	1 067,959	44,271	3,931

El objetivo f_1 incluye la valorización de la disipación en las resistencias de seguridad, además de los términos de generación, descarga del BESS, energía no suministrada y variación de potencia del BESS establecidos en la formulación. La Figura 5.1 separa el término SR de los restantes componentes. Su participación alcanza entre 94,20 % y 94,26 % de f_1 bajo demanda actual, y entre 80,88 % y 82,27 % bajo demanda futura. La menor demanda deja una mayor fracción de la generación disponible como excedente, mientras que la recuperación para riego puede sostener el turbinado. La disipación resultante explica el predominio de SR en el costo, de acuerdo con la penalización adoptada.

La potencia FV es una entrada fijada mediante (3.52); su reducción no constituye una decisión del EMS-WEF. Según (3.43), la generación que supera carga, pérdidas y carga del BESS debe disiparse. Almacenar permite desplazarla a otros intervalos, pero está limitado por (3.47) y (3.48). El costo de descarga del BESS, 0,078 USD/kWh, es inferior al del diésel, 0,354 USD/kWh, favoreciendo su utilización para sustituir respaldo con combustible cuando se dispone de energía almacenada. Reducir el turbinado evita parte del excedente eléctrico, aunque también reduce el agua que puede recuperarse para riego.

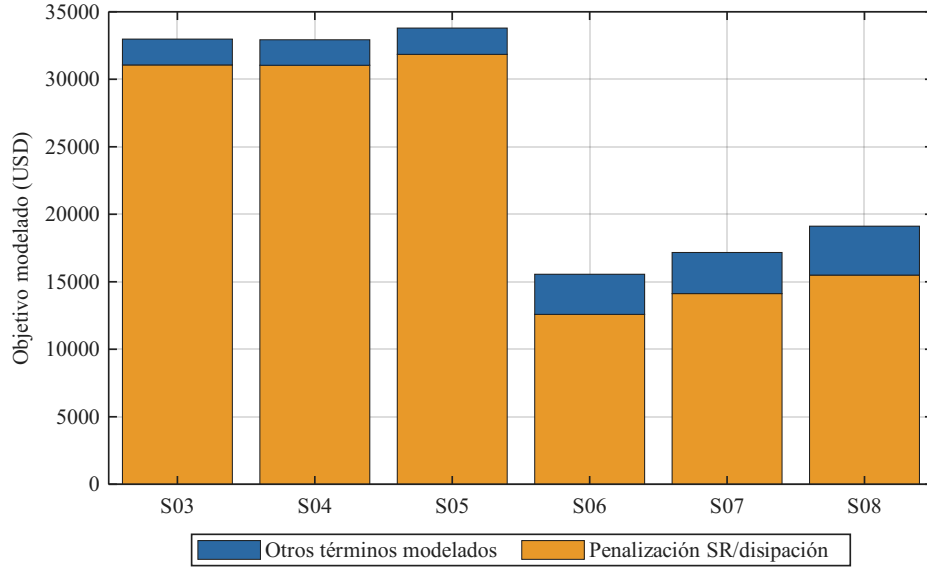


Figura 5.1: Composición de f_1 anual con $\omega_1 = 0,50$: penalización SR/disipación y restantes términos modelados. Elaboración propia.

Para precisar esta lectura se calcula la diferencia $f_1^{\text{noR}} = f_1 - c_{\text{SR}} E_{\text{SR}}$, utilizando la energía SR en kWh. Se obtiene sobre la misma trayectoria, sin volver a optimizar el despacho. Los valores son 1 914,13, 1 891,16 y 1 949,30 USD para los escenarios S03–S05, y 2 973,65, 3 044,12 y 3 623,41 USD para los escenarios S06–S08. El aumento E1–E3 de este componente es de 35,17 y 649,76 USD. Esta separación permite distinguir la penalización de excedentes de los demás términos del costo modelado.

5.2.1. Respuesta de la flexibilidad E1–E3

La Tabla 5.1 permite comparar los niveles de flexibilidad bajo cada demanda. Los máximos diarios de la alfalfa aumentan de 7 a 10 y 15 h en E1–E3; los de papa, de 4 a 6 y 9 h, y los de maíz, de 4 a 5 y 8 h, según la Tabla 4.23. La suma de los máximos de los seis cultivos pasa de 23 a 32 y 49 h, frente a las 24 h compartidas con una sola compuerta simultánea. Así, E2 y E3 amplían las alternativas de reparto y permiten sostener entregas mayores durante los períodos con requerimiento, aunque el tiempo disponible exige seleccionar los turnos de cada cultivo.

El límite de (3.30) fija un máximo de apertura, sin exigir su utilización completa. Con (3.31), prolongar un turno ocupa horas que podrían asignarse a otro cultivo. La selección depende de la reducción del objetivo agrícola obtenida con ese reparto y de sus efectos sobre el despacho eléctrico.

La Tabla 5.2 sintetiza los cambios de costo, déficit, riego neto y energía SR entre niveles, con $\omega_1 = 0,50$. Los cambios se calculan respecto del primer nivel de cada comparación y la reducción de f_2 se expresa como un valor positivo.

Tabla 5.2: Cambios entre niveles de flexibilidad con $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

Demanda	Cambio	Δf_1 (USD)	Reducción de f_2	Cambio de riego neto (10^3 m^3)	ΔE_{SR} (MWh)
Actual	E1-E2	-48,50	0,039122	127,699	-0,073
Actual	E2-E3	865,98	0,041332	137,424	2,308
Actual	E1-E3	817,48	0,080454	265,123	2,235
Futura	E1-E2	1 612,19	0,042441	137,769	4,405
Futura	E2-E3	1 949,31	0,046045	152,302	3,914
Futura	E1-E3	3 561,49	0,088486	290,071	8,319

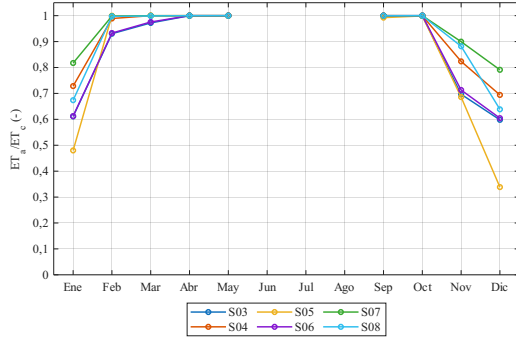
Entre E1 y E3, f_1 aumenta 817,48 USD bajo demanda actual y 3 561,49 USD bajo demanda futura, acompañado por incrementos SR de 2,235 y 8,319 MWh. Valorizados con $c_{\text{SR}} = 0,350 \text{ USD/kWh}$, estos excedentes explican 782,31 y 2 911,73 USD de los aumentos respectivos. El mayor riego y la operación eléctrica se vinculan por el agua recuperada: sostener turbinado para abastecer los turnos puede producir energía adicional que termina en SR. Sin embargo, el orden intermedio difiere: bajo demanda actual, E1-E2 reduce f_1 en 48,50 USD y SR en 0,073 MWh; E2-E3 los incrementa en 865,98 USD y 2,308 MWh. El costo responde al reparto temporal entre demanda, generación, almacenamiento y riego, además de las horas máximas permitidas.

La disminución absoluta de f_2 entre E2 y E3 supera la de E1-E2 en ambos grupos: 0,041332 frente a 0,039122 bajo demanda actual, y 0,046045 frente a 0,042441 bajo demanda futura. La ampliación de los turnos de E3 permite mayores entregas en períodos antes limitados, con respuestas distintas según el requerimiento y la reserva radicular de cada cultivo. En las configuraciones evaluadas, la mejora del déficit resulta mayor en la segunda ampliación de flexibilidad.

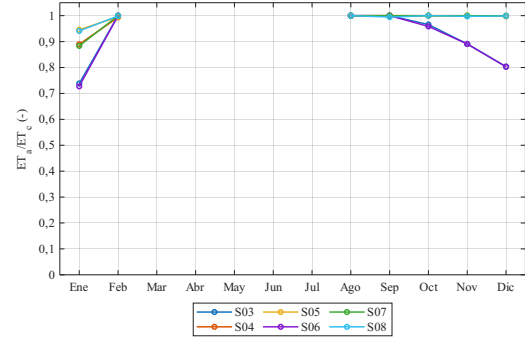
Bajo demanda futura, la generación diésel pasa de 2,638 a 2,641 y 3,931 MWh en E1-E3. El incremento entre extremos, 1,293 MWh, se concentra en E2-E3. Las nuevas cargas aumentan la potencia que debe abastecerse, mientras que la programación del riego condiciona los caudales y la disponibilidad del embalse para la generación. El diésel complementa a la hidroeléctrica, la FV y el BESS en los intervalos que requieren respaldo. Bajo demanda actual, su uso es despreciable a la escala numérica de los resultados. La energía no suministrada es cero en los seis escenarios con $\omega_1 = 0,50$.

5.3. Asignación del riego y respuesta hídrica de los cultivos

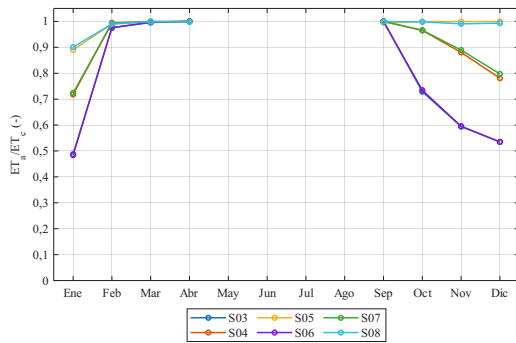
La reducción del déficit ponderado por superficie coexiste con respuestas distintas entre cultivos. La Figura 5.2 muestra los cocientes ET_a/ET_c calculados dentro de cada mes con $\omega_1 = 0,50$. Cuando ET_c es cero, el cociente se deja sin valor, pues el cultivo se encuentra fuera de su período de requerimiento según el calendario adoptado. Estos cocientes mensuales permiten localizar variaciones estacionales, mientras los valores anuales de la Tabla 5.3 se obtienen dividiendo la suma anual de ET_a por la suma anual de ET_c de cada cultivo. Las demandas actual y futura representan las cargas existentes y las necesidades de expansión comunicadas por la comunidad, respectivamente; sus perfiles se construyeron con RAMP a partir de encuestas y cargas comunitarias, como se describe en la Sección 4.4.3.



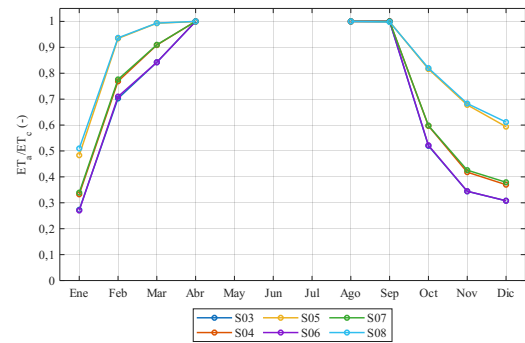
(a) Quinoa.



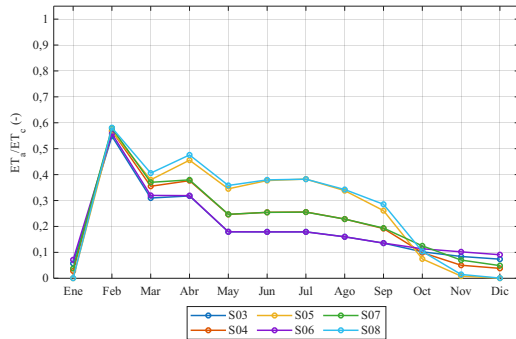
(b) Haba.



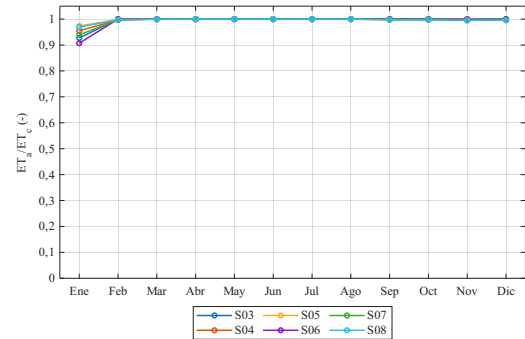
(c) Papa.



(d) Maíz.



(e) Alfalfa.



(f) Tuna.

Figura 5.2: Cocientes mensuales de evapotranspiración por cultivo dentro de las trayectorias anuales con $\omega_1 = 0,50$. Los meses con $ET_c = 0$ se dejan sin cociente. Elaboración propia.

En la Figura 5.2(a), la quinoa mantiene cocientes próximos a uno entre febrero y mayo y al inicio de su siguiente período de cultivo, pero disminuye hacia noviembre–diciembre. El descenso en el escenario S05 se relaciona con su programación: en diciembre recibe 65 h y 103,11 mm netos, frente a 93 h y 160,34 mm en el escenario S03; su cociente mensual baja de 0,598 a 0,339. En el escenario S05, papa, maíz y haba reúnen 643 h en ese mes y, junto con quinoa y tuna, ocupan las 744 h disponibles. El mayor máximo individual de E3 coexiste así con menos horas y menor lámina para

quinoa, al repartirse el tiempo entre los cultivos.

El objetivo de (3.59) minimiza el déficit agregado, sin imponer una mejora individual a cada cultivo. Con el tiempo mensual completamente ocupado, aumentar las horas de quinoa requiere retirar horas a otros turnos. La asignación se interpreta mediante su contribución al objetivo: el efecto del riego sobre ET_a depende de K_s , del requerimiento y de la lámina incorporada. La menor entrega a quinoa acompaña así la reducción del déficit conjunto, aunque empeore su propio cociente.

Las Figuras 5.2(b) y 5.2(c) muestran que haba y papa sostienen cocientes próximos a uno en E3. Bajo demanda actual, el haba pasa de 0,875 a 0,977 y 0,988, mientras la papa pasa de 0,711 a 0,885 y 0,980; bajo demanda futura alcanzan 0,987 y 0,979. En el escenario S08 reciben láminas netas anuales de aproximadamente 1137,00 y 1331,53 mm, frente a requerimientos de 1190,45 y 1420,43 mm, respectivamente. La entrega de riego, junto con la precipitación y la reserva del suelo, permite mantener un menor agotamiento y acercar ET_a a ET_c .

El maíz, en la Figura 5.2(d), mejora con E3 hasta cocientes anuales de 0,733 y 0,743, aunque conserva una caída al final del año. En diciembre del escenario S08, la lámina neta media es de 5,50 mm/día frente a $ET_c = 9,02$ mm/día. La entrega resulta insuficiente para reponer ese requerimiento y el agotamiento radicular mantiene el estrés, incluso con un máximo de 8 h diarias de apertura.

La Figura 5.2(e) muestra que la alfalfa mejora entre mayo y septiembre con E3, pero pierde esa ventaja al final del año. En el escenario S08 recibe 15 h diarias en junio y julio, equivalentes a 450 y 465 h mensuales; en noviembre no recibe apertura, mientras los otros cinco cultivos ocupan las 720 h del mes. La ausencia de reposición agota la reserva radicular y aproxima el suelo a TAW, con una caída de K_s . Sus cocientes anuales de 0,235 y 0,246 en E3 permanecen bajos debido a la gran superficie y al requerimiento que debe atenderse. La tuna, en la Figura 5.2(f), conserva cocientes cercanos a uno con una menor exigencia volumétrica y el aporte de su reserva del suelo. El repunte de febrero, visible también en los demás cultivos, coincide con 78,70 mm de precipitación efectiva que contribuyen a reponer esa reserva.

En el balance hídrico radicular del EMS-WEF, descrito en (3.68), el riego neto y la precipitación reponen agua en el suelo, mientras la evapotranspiración aumenta su agotamiento. Al superar RAW, disminuye K_s según (3.66) y, con ello, ET_a respecto de ET_c en (3.67). La ampliación de horas permite aliviar el déficit cuando el agua llega durante los días con requerimiento y sostiene la reserva radicular; su efecto depende de la lámina y del momento de entrega.

La alfalfa ocupa 148,5 ha, equivalentes al 75 % de la superficie considerada. Esta participación determina su peso en la agregación de f_2 y la importancia volumétrica de sus requerimientos. Los límites hidráulicos compartidos, una sola compuerta simultánea, los horarios permitidos y los estados radiculares condicionan la asignación del EMS-WEF. Por ello, el análisis combina volumen entregado, lámina sobre la superficie y evapotranspiración alcanzada.

En el escenario S08, la alfalfa no recibe turnos en noviembre, mientras los otros cinco cultivos ocupan las horas disponibles. Para aumentar su riego sería necesario retirar horas a esos cultivos. Debido a sus 148,5 ha, una hora de entrega produce una lámina pequeña sobre la superficie de alfalfa, según (3.37). El EMS compara el efecto de los posibles repartos sobre el déficit conjunto de (3.59), considerando los requerimientos, los estados radiculares y la ponderación por superficie. Así, puede mantener un déficit alto en alfalfa cuando asignar esas horas a otros cultivos permite reducir más el objetivo agrícola. Su mayor superficie aumenta su importancia en esa comparación, pero no determina una proporción fija de los turnos.

Tabla 5.3: Cocientes anuales de evapotranspiración por cultivo en los escenarios S03-S08 con $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

Cultivo	S03	S04	S05	S06	S07	S08
Quinoa	0,807	0,873	0,749	0,812	0,918	0,865
Haba	0,875	0,977	0,988	0,871	0,977	0,987
Papa	0,711	0,885	0,980	0,712	0,891	0,979
Maíz	0,493	0,553	0,733	0,494	0,559	0,743
Alfalfa	0,182	0,205	0,235	0,190	0,214	0,246
Tuna	0,993	0,995	0,996	0,990	0,993	0,995

Entre los escenarios S03 y S05, el riego de la alfalfa aumenta en $143\,472,96\text{ m}^3$. Los demás cultivos reciben, en conjunto, $121\,650,44\text{ m}^3$ adicionales. Bajo demanda futura, la alfalfa gana $152\,701,78\text{ m}^3$ y los restantes cultivos ganan $137\,369,59\text{ m}^3$. La Figura 5.3 muestra estas diferencias individuales: bajo demanda actual, la quinoa recibe $5\,916,24\text{ m}^3$ menos entre E1 y E3 y su cociente anual disminuye de 0,807 a 0,749. El EMS-WEF reduce el déficit conjunto mediante turnos compartidos, por lo que la mayor entrega total se distribuye de manera diferente entre cultivos.

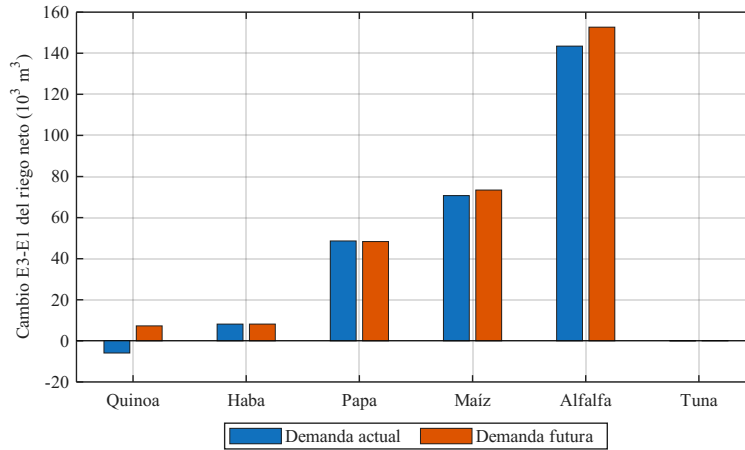


Figura 5.3: Cambio del riego neto anual por cultivo entre E3 y E1, bajo cada demanda y con $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

5.3.1. Recorrido del agua y riego neto aplicado

La Tabla 5.4 presenta el recorrido del agua desde la fuente hasta el suelo para el escenario S08 con $\omega_1 = 0,50$. Los volúmenes se obtienen acumulando los caudales implementados multiplicados por los 900 s de cada intervalo, con las eficiencias correspondientes a cada etapa. El riego neto representa el 22,0 % del volumen bruto de la fuente. Las diferencias reúnen pérdidas de conducción y aplicación, derivaciones hacia otros usos, agua turbinada no recuperada y disponibilidad no asignada. Ante las compuertas quedan $97,36 \times 10^3\text{ m}^3$ sin asignar a los cultivos: la entrega depende de los turnos y requerimientos considerados por el EMS-WEF, además del agua disponible.

La restricción de (3.35) permite entregar menos caudal que el disponible, y (3.36) registra la dife-

rencia. El objetivo valora la reducción del déficit y la reserva radicular, sin premiar directamente el volumen utilizado. Cuando $K_s = 1$, una entrega adicional no aumenta ET_a en ese día; puede conservar reserva para días posteriores o, al alcanzar capacidad de campo, producir percolación según (3.69). Si no mejora ET_a ni reduce el agotamiento penalizado al cierre, utilizar más agua no mejora el objetivo agrícola.

Tabla 5.4: Volúmenes del recorrido hídrico del escenario S08, año continuo y $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

Etapas	Volumen (10^3 m^3)	Fracción de la fuente (%)
Fuente bruta	4 851,1	100,0
Entrada efectiva al embalse	3 433,6	70,8
Caudal tras conducción de las rutas	2 469,7	50,9
Caudal destinado al riego	1 975,8	40,7
Caudal disponible ante compuertas	1 580,6	32,6
Entrega por compuertas	1 483,3	30,6
Riego neto aplicado	1 068,0	22,0

La Tabla 5.5 contrasta el riego neto de cada cultivo con el volumen equivalente de ET_c . La alfalfa concentra el 80,9 % del requerimiento anual y recibe $519,0 \times 10^3 \text{ m}^3$ netos, equivalentes al 18,1 % de su ET_c . Sobre sus 148,5 ha, esta entrega representa 349,49 mm frente a 1 935,96 mm de requerimiento. En cambio, las láminas de haba y papa se aproximan más a sus respectivos requerimientos, como se observa en las Figuras 5.2(b) y 5.2(c). La diferencia de superficie, las pérdidas del recorrido y el reparto de turnos explican la persistencia del déficit de alfalfa aun en E3. El balance radicular incorpora además precipitación, reserva del suelo y percolación para determinar la evapotranspiración alcanzada.

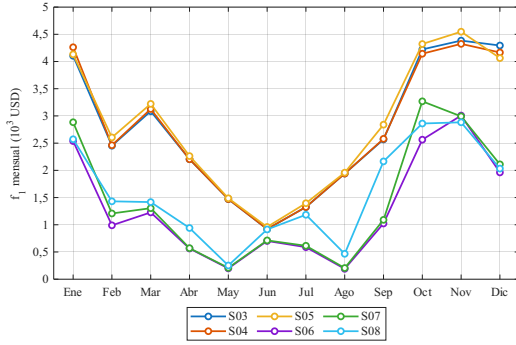
Con ambas rutas en sus máximos de 80 L/s, (3.25), (3.26) y (3.27) dan una cota de 81,92 L/s ante las compuertas. Aplicados íntegramente a alfalfa durante 15 h, equivalen como máximo a 2,14 mm netos según (3.37), frente a un requerimiento anual equivalente a 5,30 mm/día. Incluso esta cota, anterior al reparto con los demás cultivos, muestra que ampliar el turno no elimina la limitación volumétrica sobre sus 148,5 ha.

Tabla 5.5: Volumen equivalente de ET_c y riego neto por cultivo en el escenario S08, año continuo y $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

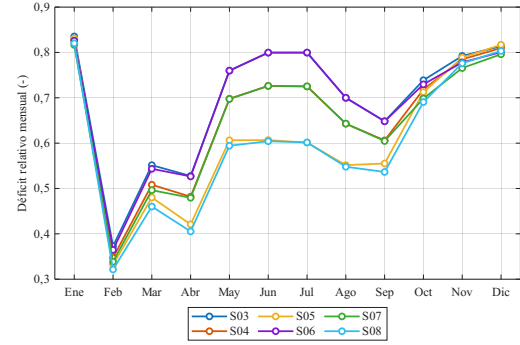
Cultivo	ET_c (10^3 m^3)	Riego neto (10^3 m^3)
Quinoa	118,1	94,8
Haba	70,7	67,5
Papa	168,7	158,2
Maíz	281,8	190,8
Alfalfa	2 874,9	519,0
Tuna	40,3	37,6
Total	3 554,6	1 068,0

5.4. Variación estacional y comportamiento operativo

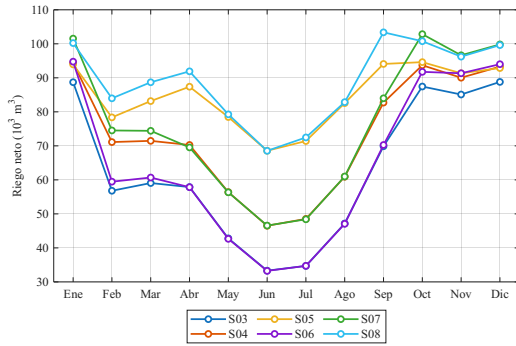
La Figura 5.4 presenta los resultados mensuales de las trayectorias con $\omega_1 = 0,50$. El costo se acumula sobre los intervalos implementados; los volúmenes de riego se obtienen sumando caudal por 900 s y las energías, potencia por 0,25 h. El déficit relativo mensual utiliza los totales de evapotranspiración y la superficie de los cultivos con $ET_c > 0$ en ese mes. El déficit anual se recalcula con los totales diarios de cada cultivo para los 365 días y con la ponderación anual por superficie.



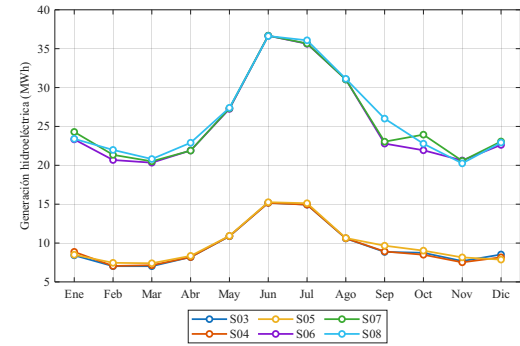
(a) Objetivo eléctrico mensual.



(b) Déficit relativo mensual.



(c) Riego neto mensual.



(d) Generación hidroeléctrica mensual.

Figura 5.4: Variación mensual de las trayectorias anuales a $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

En la Figura 5.4(a), f_1 alcanza su máximo en noviembre y su mínimo en junio bajo demanda actual. La variación sigue principalmente la disipación SR, dada su participación en el costo. En invierno, el perfil de demanda actual tiene una potencia media de 26,48 kW y la FV aporta menos energía, de acuerdo con la Tabla 4.6 y la Sección 4.4.5. Una mayor fracción de la generación se utiliza para abastecer cargas y queda menos excedente para disipar. Bajo demanda futura, el diésel también interviene en la variación del costo.

La Figura 5.4(b) muestra el mínimo de déficit en febrero, coincidente con el mayor aporte de precipitación efectiva. La reserva radicular se repone y mejora ET_a/ET_c , aunque el volumen de riego disminuye respecto de enero. En junio y julio, solo alfalfa y tuna se encuentran dentro de su período de cultivo con $ET_c > 0$; la alfalfa representa el 97,4% de esa superficie. Como la tuna mantiene coeficientes próximos a uno, el déficit mensual refleja principalmente el estrés de la alfalfa y la diferencia

de sus turnos entre E1–E3.

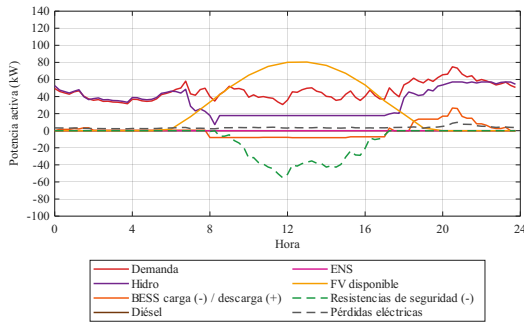
La precipitación ingresa directamente en (3.68) y sustituye parte de la reposición mediante riego. Así, una menor entrega en febrero puede coexistir con menor déficit: el EMS dispone de una reserva repuesta por lluvia y puede reasignar turnos o reducir el turbinado necesario para recuperación.

La Figura 5.4(c) muestra que el riego disminuye en invierno al reducirse el conjunto de cultivos con requerimiento y vuelve a aumentar en primavera. El volumen total también depende del reparto de turnos: en el escenario S08 puede superar el de junio y julio durante noviembre, aunque la alfalfa no recibe apertura, pues el agua se entrega a los otros cinco cultivos. La Figura 5.4(d) muestra el máximo de generación hidroeléctrica en junio. La mayor demanda invernal y el menor aporte FV requieren más turbinado para abastecer electricidad, mientras el riego sigue condicionado por las compuertas, los requerimientos y la recuperación limitada. Por ello, el máximo hidroeléctrico coexiste con un menor riego y, bajo demanda actual, con menor f_1 .

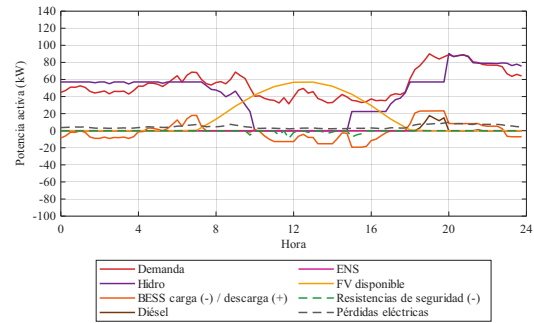
El déficit anual bajo demanda futura es menor que bajo demanda actual en cada nivel E. Al comparar los escenarios S03 y S06, los escenarios S04 y S07 y los escenarios S05 y S08, esta diferencia se acompaña de un mayor riego neto, como muestra la Tabla 5.1. La mayor demanda eléctrica sostiene una mayor generación hidroeléctrica y ofrece más agua turbinada para recuperación, cuya entrega efectiva se decide junto con los turnos y los estados radiculares.

5.4.1. Ejemplos de despacho y rutas de agua

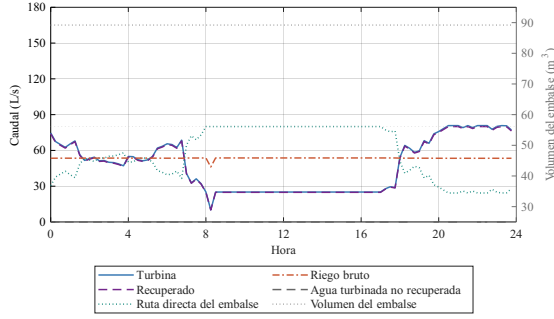
La Figura 5.5 muestra el despacho y las rutas de agua del escenario S08 con $\omega_1 = 0,50$ el 19 de enero y el 25 de julio. Se seleccionaron las jornadas con menor variación total de los caudales turbinado, recuperado, directo y de riego dentro de las semanas del 18–24 de enero y del 22–28 de julio, para facilitar la lectura del despacho y su relación con las rutas de agua.



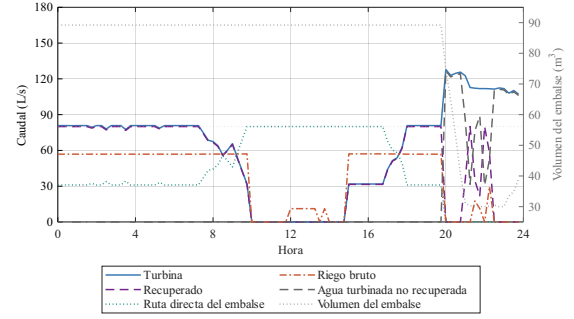
(a) Despacho del 19 de enero.



(b) Despacho del 25 de julio.



(c) Caudales del 19 de enero.



(d) Caudales del 25 de julio.

Figura 5.5: Despacho eléctrico y rutas de agua en dos días del escenario S08 a $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

En las Figuras 5.5(a) y 5.5(c), correspondientes al 19 de enero, la FV disponible suma 657,87 kWh y la disipación SR alcanza 261,91 kWh. El BESS absorbe parte de la generación durante las horas solares y descarga posteriormente, mientras SR absorbe el excedente que queda tras atender demanda, pérdidas y carga de la batería. A las 12:00, la ruta directa alcanza 80 L/s, que aportarían 40,96 L/s ante las compuertas tras las eficiencias previas; el riego entregado es de 53,69 L/s y requiere el complemento recuperado. El turbinado de 25,11 L/s sostiene así 17,73 kW hidroeléctricos pese a la FV disponible. Con el embalse lleno y constante y vertimiento nulo en ese intervalo, verificado en el registro implementado, el balance de (3.8) fija $Q_{\text{hyd}} = Q_{\text{in}} - Q_{\text{dir}}$.

En este intervalo, el EMS-WEF decide mantener la turbina en operación para conservar el aporte recuperado que complementa el riego. Apagarla limitaría la entrega a 40,96 L/s, inferior al caudal asignado a los cultivos. Aunque la FV permite abastecer electricidad, no aporta el agua necesaria para mantener esa entrega. El EMS-WEF acepta así la disipación del excedente eléctrico y su costo para sostener el suministro agrícola, de acuerdo con el compromiso de (3.76).

Las Figuras 5.5(b) y 5.5(d) muestran el 25 de julio, con 388,82 kWh de FV disponible, 11,41 kWh de SR y 18,26 kWh de diésel. La turbina hidroeléctrica permanece apagada entre las 10:00 y las 15:00, mientras la ruta directa entrega agua durante parte de ese intervalo. A las 12:00, la tuna recibe 11,18 L/s de los 40,96 L/s disponibles ante las compuertas; la diferencia corresponde a agua no asignada. A las 15:00 comienza el turno de alfalfa y vuelve el turbinado, que aporta recuperación. Al disminuir la FV y aumentar la demanda vespertina, el despacho combina generación hidroeléctrica, descarga del BESS y respaldo diésel. A las 19:00 la recuperación alcanza 80 L/s; desde ese límite, turbinar más aumenta la energía, pero no el caudal recuperado. La extracción reduce la disponibilidad por la ruta directa y el embalse desciende después hasta su mínimo de 30 m³, vinculando el abastecimiento eléctrico con el agua que puede entregarse durante los turnos.

El EMS-WEF decide detener la turbina entre las 10:00 y las 15:00, durante parte de las horas con generación FV, mientras la ruta directa abastece el turno de riego. Esta elección evita generación hidroeléctrica adicional durante ese intervalo. Al comenzar el turno de alfalfa, el EMS-WEF reinicia el turbinado para complementar la entrega con agua recuperada. Al caer el embalse por debajo de su máximo, (3.19) restringe la ruta directa, mientras el volumen mínimo de (3.11) impide aumentar la extracción a costa del agua almacenada. Para el abastecimiento vespertino, el EMS-WEF combina la generación hidroeléctrica con la descarga del BESS y recurre al diésel para completar la potencia requerida. Prefiere ese respaldo a la energía no suministrada, pues su costo de 0,354 USD/kWh es menor que la penalización ENS de 1,770 USD/kWh en (3.40).

5.4.2. Ejemplo de programación del riego

La Figura 5.6 presenta un ejemplo de programación del riego durante la semana del 18 al 24 de enero del escenario S04, con $\omega_1 = 0,50$. Cada celda acumula las horas de apertura implementadas para un cultivo durante un día. Una misma duración puede entregar distintos volúmenes, según el caudal durante el turno y las eficiencias de conducción y aplicación de (3.37). Las Tablas 5.4 y 5.5 complementan esta lectura mediante volúmenes anuales del escenario S08; la figura permite observar el reparto diario y la alternancia de turnos en el escenario S04.

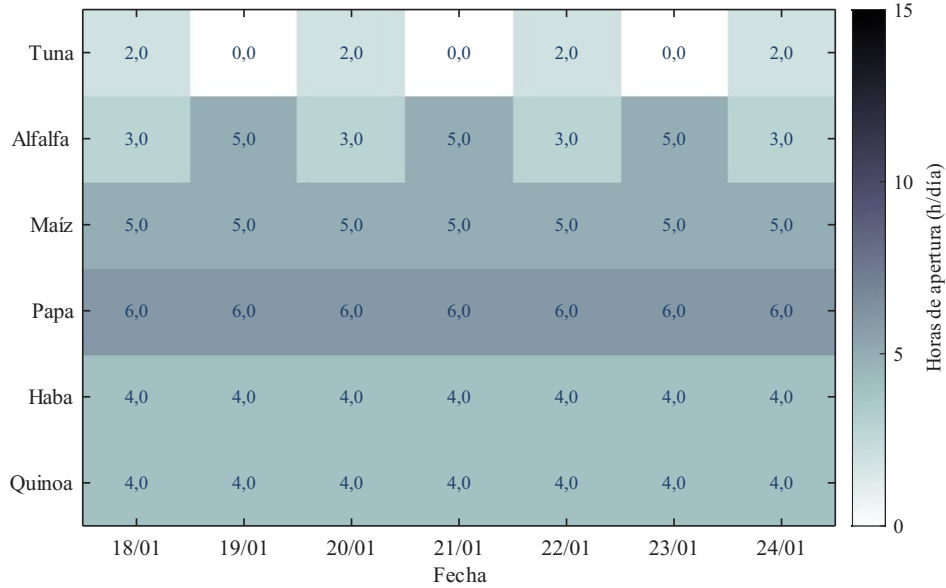


Figura 5.6: Horas diarias de apertura por cultivo del 18 al 24 de enero en el escenario S04, a $\omega_1 = 0,50$. Elaboración propia.

En la Figura 5.6, las aperturas suman 24 h cada día, compartidas bajo la restricción de una sola compuerta simultánea. Quinoa, haba, papa y maíz reciben 4, 4, 6 y 5 h diarias, respectivamente, y alcanzan los máximos de E2 definidos en la Tabla 4.23. Las 5 h restantes se distribuyen entre alfalfa y tuna: la primera recibe 3 o 5 h y la segunda alterna 2 h con días sin apertura. La tuna permanece dentro de su período de cultivo durante toda la semana; su reserva radicular y evapotranspiración continúan evolucionando también en los días sin riego. El EMS-WEF distribuye así el tiempo según las necesidades y estados de los cultivos, y el máximo individual permitido solo puede aprovecharse cuando quedan horas disponibles.

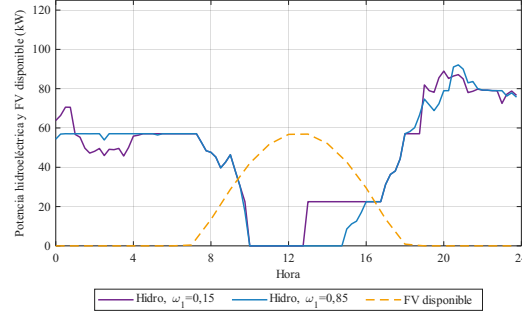
Los días sin apertura de tuna no interrumpen su consumo de agua: la reserva evoluciona mediante (3.68). Mantener ET_a con agua ya almacenada permite ceder horas a otros cultivos; (3.72) incorpora además el agotamiento con que se alcanzan los días posteriores a la ventana.

5.4.3. Generación hidroeléctrica y recuperación de agua bajo distintos pesos

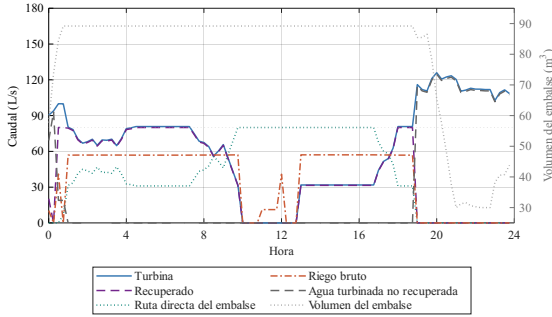
La generación hidroeléctrica requiere extracción del embalse y produce agua turbinada que puede recuperarse aguas abajo. La ruta directa evita el paso por la turbina, pero depende de la disponibilidad de agua excedente y comparte límites de extracción con la ruta hidroeléctrica. La recuperación

está limitada a 80 L/s; las pérdidas de conducción, la distribución y las compuertas condicionan el volumen que llega a cada cultivo.

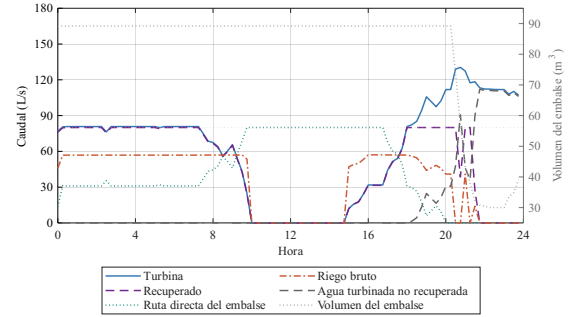
La Figura 5.7 contrasta las políticas del escenario S08 el 25 de julio con $\omega_1 = 0,15$ y $\omega_1 = 0,85$. El coeficiente ω_1 pondera el objetivo eléctrico y $\omega_2 = 1 - \omega_1$ el agrícola: sus valores respectivos son 0,85 y 0,15 para el objetivo agrícola. Ambas políticas disponen del mismo perfil FV y evolucionan desde la inicialización del escenario con sus propias decisiones.



(a) Generación hidroeléctrica y FV disponible.



(b) Caudales con $\omega_1 = 0,15$.



(c) Caudales con $\omega_1 = 0,85$.

Figura 5.7: Generación y rutas de agua del escenario S08 bajo dos pesos, el 25 de julio. Elaboración propia.

En la Figura 5.7(a), la turbina hidroeléctrica permanece apagada entre las 10:00 y las 13:00 con $\omega_1 = 0,15$, frente a las 10:00–15:00 con $\omega_1 = 0,85$. El reinicio más temprano coincide con recuperación y riego en la Figura 5.7(b): el caudal turbinado complementa la ruta directa limitada a 80 L/s. Con $\omega_2 = 0,85$, el objetivo agrícola tiene mayor ponderación y el despacho mantiene ese aporte durante más horas solares. En la Figura 5.7(c), con $\omega_2 = 0,15$, se prolonga la detención y la recuperación comienza más tarde.

Las mesetas de las Figuras 5.7(b) y 5.7(c), verificadas entre las 13:00 y las 17:00 para $\omega_1 = 0,15$ y entre las 16:00 y las 17:00 para $\omega_1 = 0,85$, coinciden con el embalse lleno y constante y la ruta directa en 80 L/s. El registro implementado confirma vertimiento nulo durante esos tramos. Bajo estas condiciones, (3.8) exige $Q_{\text{hyd}} = Q_{\text{in}} - Q_{\text{dir}}$, donde Q_{in} es la entrada efectiva al embalse. Ese valor sostiene el aporte recuperado que complementa el riego. Reducir el caudal turbinado manteniendo la ruta directa saturada conduciría a vertimiento y disminuiría el agua recuperable; disponer de FV no elimina esta necesidad hidráulica.

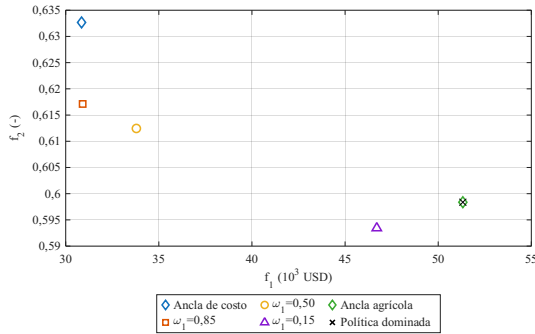
Con $\omega_2 = 0,85$, la reducción ponderada del objetivo agrícola tiene mayor importancia relativa en (3.76), favoreciendo la recuperación anticipada aun con generación solar disponible. Con $\omega_1 = 0,85$, evitar ese costo eléctrico adquiere mayor importancia y la política posterga el reinicio. Las ponderaciones cambian el compromiso entre alternativas que respetan los mismos límites hidráulicos.

Durante los intervalos con FV disponible, la generación hidroeléctrica acumulada es de 359,29 y 306,33 kWh para $\omega_1 = 0,15$ y $\omega_1 = 0,85$, respectivamente. En las Figuras 5.7(b) y 5.7(c), los máximos de caudal turbinado alcanzan 125,94 y 130,43 L/s; ambas políticas alcanzan el mismo máximo recuperado de 80,00 L/s, correspondiente al límite de la ruta. El volumen turbinado no recuperado de la jornada suma 2 217,84 y 1 316,74 m³, respectivamente. La mayor generación durante horas solares con $\omega_1 = 0,15$ coexiste así con un mayor volumen que no ingresa a la ruta recuperada.

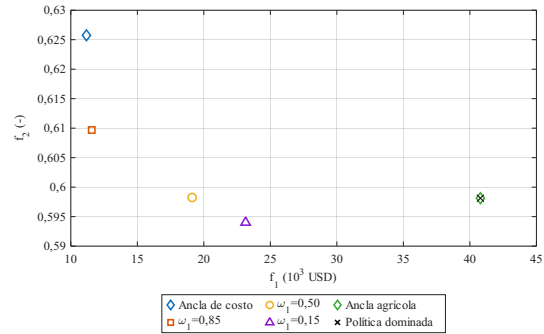
Cuando la recuperación alcanza 80 L/s, aumentar el caudal turbinado incrementa la generación sin aumentar el suministro por esa ruta. El agua adicional continúa aguas abajo como caudal turbinado no recuperado. Este flujo se distingue del agua disponible ante las compuertas que no se asigna a los cultivos. El caudal entregado a cada cultivo depende además de la apertura y de los límites de su compuerta, mientras que el volumen neto acumula esa entrega durante el turno con las eficiencias correspondientes.

5.5. Políticas multiobjetivo e implicaciones de implementación

Los seis escenarios incluyen ambas políticas ancla y los pesos fijos $\omega_1 = 0,15, 0,50$ y $0,85$. La Figura 5.8 compara los cinco resultados de E3: la Figura 5.8(a) corresponde al escenario S05 bajo demanda actual y la Figura 5.8(b), al escenario S08 bajo demanda futura. Los ejes muestran el costo anual f_1 y el déficit relativo f_2 ; desplazarse hacia la izquierda reduce costo y hacia abajo reduce déficit. Las anclas ofrecen referencias de prioridad eléctrica y agrícola, mientras los tres pesos muestran los compromisos obtenidos al modificar su ponderación.



(a) Escenario S05: demanda actual, E3.



(b) Escenario S08: demanda futura, E3.

Figura 5.8: Sensibilidad de las cinco políticas evaluadas en E3. Las cruces identifican políticas dominadas dentro de cada conjunto. Elaboración propia.

En cada escenario, aumentar ω_1 de 0,15 a 0,85 reduce f_1 y aumenta f_2 . En términos prácticos, se da mayor importancia relativa al costo eléctrico normalizado, aceptando un mayor déficit agrícola. En el escenario S05, la Figura 5.8(a) muestra una reducción de costo de 46 701,81 a 30 909,25 USD, mientras f_2 aumenta de 0,593448 a 0,617117. En el escenario S08, la Figura 5.8(b) muestra un cambio de 23 137,80 a 11 570,93 USD y de 0,594013 a 0,609692, respectivamente. El peso modifica

la prioridad de los objetivos y el despacho asociado, con las referencias locales actualizadas durante cada trayectoria. La política $\omega_1 = 0,50$, utilizada en la comparación principal, ofrece un compromiso intermedio entre los pesos evaluados. Los coeficientes iguales en la escala normalizada permiten contrastar ese compromiso con las políticas de mayor prioridad eléctrica o agrícola.

El intercambio entre costo y déficit se manifiesta en el momento elegido para recuperar agua. En el escenario S08, la Figura 5.7(a) muestra el reinicio de la turbina a las 13:00 con $\omega_1 = 0,15$, frente a las 15:00 con $\omega_1 = 0,85$. La mayor ponderación agrícola favorece anticipar el aporte recuperado durante los turnos, aun cuando la FV ya aporta electricidad; la energía que excede la carga y la capacidad de almacenamiento aumenta la disipación y su costo. La mayor ponderación eléctrica prolonga la detención y acepta un mayor déficit agrícola. Los pesos de (3.76) modifican así la valoración del beneficio hídrico frente al costo de sostener la generación necesaria para obtenerlo.

5.5.1. Comparación eléctrica con los escenarios S01 y S02

La Tabla 5.6 presenta los resultados de la comparación eléctrica entre los escenarios de referencia S01 y S02 y las configuraciones con EMS-WEF durante enero, abril, julio y octubre. Los valores de los escenarios S03–S08 se obtienen de esos meses de las trayectorias continuas con $\omega_1 = 0,50$. En los escenarios de referencia S01 y S02, la generación sigue las consignas y reglas de la Sección 4.6.1, con respaldo diésel y disipación del excedente en resistencias. En el EMS-WEF, los recursos se despachan coordinadamente.

Tabla 5.6: Comparación eléctrica durante enero, abril, julio y octubre. Energías en MWh. Elaboración propia.

Escenario	Hidroeléctrica	Diésel	Disipación en resistencias
S01 (referencia)	206,100	0,000	135,350
S02 (referencia)	225,760	4,252	77,680
S03	40,304	0,000	32,007
S04	40,497	0,000	32,260
S05	40,995	0,000	32,707
S06	102,810	1,132	14,698
S07	105,795	1,144	17,705
S08	105,162	1,754	17,624

En el escenario S01 se presenta generación excedente y una elevada disipación: su consigna hidroeléctrica supera la menor demanda actual durante parte de la operación y el exceso se deriva a las resistencias. En el escenario S02, la mayor demanda futura aprovecha más generación y requiere respaldo diésel cuando la hidroeléctrica no cubre la carga y las pérdidas. Frente a los 4,252 MWh del escenario S02, los escenarios S06–S08 registran disminuciones de diésel del 73,38 %, 73,09 % y 58,76 %, respectivamente. Las configuraciones propuestas incorporan FV y BESS, que abastecen parte del consumo y desplazan energía entre horas, junto con el despacho hidroeléctrico coordinado con el riego. El contraste reúne así cambios de equipamiento y de operación.

5.5.2. Esfuerzo computacional y aplicación operativa

La Tabla 5.7 presenta el esfuerzo acumulado de formulación y resolución de las dos políticas ancla y las tres políticas ponderadas de cada escenario. Cada trayectoria comprende $365 \times 24 \times 4 = 35\,040$

instantes de decisión, con actualización cada 15 minutos y una ventana nominal de predicción de 48 h. Para cada instante se sumaron los tiempos registrados de construcción del modelo y de las llamadas al *solver* de las cinco políticas, incluidas las actualizaciones locales de anclas y los desempates correspondientes. Sobre esas 35 040 sumas se calcularon promedio, mínimo, máximo y desviación estándar poblacional σ_t . El total corresponde a tiempo de cálculo acumulado; los procesos paralelos se describen en la Sección 4.6.4.

Tabla 5.7: Esfuerzo de formulación y resolución acumulado de las cinco políticas por escenario. Estadísticas por instante en segundos. Elaboración propia.

Escenario	Total (h)	Promedio (s)	Mínimo (s)	Máximo (s)	σ_t (s)
S03	87,94	9,03	0,16	33,76	3,07
S04	79,37	8,15	0,15	29,73	2,39
S05	76,12	7,82	0,15	20,15	2,36
S06	100,87	10,36	0,14	35,89	2,13
S07	96,09	9,87	0,16	27,23	0,93
S08	91,32	9,38	0,14	20,18	1,22

En los escenarios S03–S05, correspondientes a demanda actual, el esfuerzo medio acumulado de las cinco políticas varía entre 7,82 y 9,03 s por instante; en los escenarios S06–S08, bajo demanda futura, entre 9,38 y 10,36 s. Los mínimos oscilan entre 0,14 y 0,16 s y los máximos entre 20,15 y 35,89 s. La desviación estándar σ_t varía entre 0,93 y 3,07 s, con la menor dispersión en el escenario S07 y la mayor en el escenario S03. Este contraste muestra que el esfuerzo cambia entre instantes: los máximos ocurren al inicio de un día, cuando las actualizaciones de anclas locales añaden resoluciones al cálculo habitual. El *solver* concentra entre 97,32 % y 98,25 % del esfuerzo registrado, por lo que constituye la principal carga computacional.

Las consignas de operación se actualizan cada 15 minutos, equivalentes a 900 s entre dos instantes consecutivos de decisión. En cada actualización se resuelve una ventana de predicción de 48 h y se implementan las consignas del primer intervalo. Para una operación con una política ponderada, las llamadas necesarias son las de esa política y sus anclas locales. Con $\omega_1 = 0,50$, la formulación y resolución registran promedios de 2,17–2,79 s por decisión y un máximo de 9,65 s entre los seis escenarios. El máximo acumulado de las cinco políticas, 35,89 s, equivale al 3,99 % de esos 900 s. Estos tiempos respaldan la aplicación del EMS-WEF con actualización cada 15 minutos en el equipo evaluado. Su implementación en Socaire requiere verificar este desempeño junto con la adquisición de datos y la comunicación de consignas a los equipos.

Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones generales

Se desarrolló e implementó un sistema de gestión de energía que integra el nexo Agua–Energía–Alimentos mediante un modelo de optimización multiobjetivo para la gestión conjunta de recursos en una microrred aislada del norte de Chile. La formulación coordina el despacho eléctrico, los flujos de agua y la programación del riego, considerando sus efectos sobre el costo operativo y el déficit agrícola relativo de evapotranspiración. Su implementación computacional y evaluación mediante simulación permitieron cumplir el objetivo general planteado y analizar los compromisos entre los subsistemas.

La revisión bibliográfica permitió identificar los modelos de optimización, las variables de decisión, las restricciones y los datos de entrada necesarios para estructurar el EMS-WEF. La caracterización conjunta y la formulación de balances compartidos permitieron representar cómo una misma decisión modifica el desempeño de más de un subsistema. De esta manera, el aporte metodológico consiste en incorporar las consecuencias hídricas y agrícolas dentro de la gestión energética, y evaluar las alternativas de operación mediante indicadores comparables.

Considerar conjuntamente los subsistemas permitió reconocer que reducir el costo eléctrico y disminuir el déficit agrícola requiere coordinar el uso del agua, la generación y la asignación de los turnos. El EMS-WEF evaluó estas decisiones junto con sus efectos sobre las reservas disponibles y el estado hídrico de los cultivos. Este acoplamiento permitió representar tanto el aprovechamiento compartido como la competencia por los recursos, aportando una base para elegir políticas de operación según las prioridades definidas.

Mediante WSM normalizado se obtuvieron políticas con distintas prioridades relativas entre costo eléctrico y déficit agrícola. Comparar estas alternativas mostró que alcanzar un menor costo puede acompañarse de un mayor déficit agrícola, mientras que mejorar la respuesta hídrica puede requerir asumir costos eléctricos adicionales. El EMS-WEF permitió examinar estos compromisos y sus efectos sobre el despacho y la asignación del agua, ofreciendo información para seleccionar una estrategia coherente con las prioridades de operación.

6.2. Conclusiones de las interacciones WEF

La comparación de los escenarios S03–S08 permitió identificar mecanismos de complementariedad y competencia entre los subsistemas. La recuperación de agua turbinada para riego agrícola constituye una complementariedad: parte del agua utilizada en la generación eléctrica se aprovecha posteriormente para abastecer los cultivos. La competencia aparece cuando los usos comparten el volumen del embalse, las capacidades hidráulicas o el tiempo disponible para los turnos. Estas relaciones vinculan las decisiones de generación y riego con los estados del agua y del suelo.

El turbinado que complementa una ruta directa insuficiente también produce potencia eléctrica. Esto explica que la unidad hidroeléctrica pueda mantenerse operativa con FV disponible y que se

requiera disipación cuando la generación supera lo que absorben la demanda, las pérdidas y la carga del BESS. Con el embalse lleno y constante, la ruta directa saturada y vertimiento nulo, el balance de (3.8) fija $Q_{\text{hyd}} = Q_{\text{in}} - Q_{\text{dir}}$. La meseta observada responde así a una condición hidráulica que sostiene la recuperación para riego.

Los resultados con $\omega_1 = 0,50$ evidencian tres aspectos principales:

- **Mejora agrícola asociada a la flexibilidad de riego:** Entre E1 y E3, el déficit agrícola relativo de evapotranspiración disminuyó de 0,692899 a 0,612446 bajo demanda actual y de 0,686731 a 0,598244 bajo demanda futura. Las reducciones relativas fueron 11,61 % y 12,89 %, acompañadas de aumentos del riego neto de 35,27 % y 37,29 %. Los mayores límites de apertura ampliaron las posibilidades de entrega y reposición de la reserva radicular. La reducción absoluta de f_2 fue mayor entre E2 y E3 que entre E1 y E2 en ambos grupos, como resultado del reparto temporal de los turnos y de la respuesta de los cultivos.
- **Compromiso entre mejora agrícola y costo modelado:** La transición E1–E3 aumentó f_1 en 817,48 y 3 561,49 USD bajo demanda actual y futura, junto con incrementos SR de 2,235 y 8,319 MWh. La respuesta intermedia actual no fue monótona: E1–E2 redujo el costo en 48,50 USD. El suministro de agua recuperada puede sostener generación hidroeléctrica durante horas con excedentes eléctricos, vinculando la entrega agrícola con la disipación. Su penalización representó 94,20–94,26 % de f_1 bajo demanda actual y 80,88–82,27 % bajo demanda futura, por lo que condicionó la magnitud del compromiso económico evaluado.
- **Respuesta heterogénea de los cultivos:** La alfalfa, con 148,5 ha y el 75 % de la superficie adoptada, mejoró su cociente anual ET_a/ET_c de 0,182 a 0,235 bajo demanda actual y de 0,190 a 0,246 bajo demanda futura, manteniendo un déficit agrícola elevado. En cambio, la quinoa bajo demanda actual disminuyó de 0,807 a 0,749 entre E1 y E3. El EMS-WEF redistribuyó las horas compartidas entre cultivos, dando lugar a entregas y respuestas distintas. Los requerimientos, la precipitación y la reserva radicular explican que una mejora del déficit agregado coexista con un menor abastecimiento de un cultivo particular.

En el escenario S08, el riego neto alcanzó aproximadamente $1\,068 \times 10^3 \text{ m}^3$, equivalentes al 22,0 % del volumen bruto de la fuente. Esta relación evidenció la importancia de las pérdidas de conducción y aplicación, las derivaciones hacia otros usos y la disponibilidad que se recupera y asigna a los cultivos. Al alcanzar la capacidad de recuperación de 80 L/s, un mayor caudal turbinado aporta generación eléctrica sin incrementar el suministro por esa ruta y puede reducir la disponibilidad por la ruta directa. El caudal turbinado no recuperado continúa aguas abajo, mientras que el agua no asignada corresponde a disponibilidad ante las compuertas que no se entrega al riego. A su vez, el calendario de enero del escenario S04 mostró ocupación de las 24 h diarias, haciendo visible la competencia entre cultivos por el tiempo de apertura.

Estas interacciones muestran que la reducción del déficit agrícola de evapotranspiración depende de la entrega neta y de su oportunidad, además del volumen disponible o de las horas permitidas. El agua debe llegar durante los turnos correspondientes y reponer la reserva del suelo cuando existe requerimiento. La evaluación conjunta de balances, calendarios y cocientes ET_a/ET_c permitió relacionar los indicadores agregados con las restricciones y decisiones que condicionaron cada respuesta.

La comparación de las políticas ponderadas mostró que aumentar ω_1 de 0,15 a 0,85 redujo f_1 y aumentó f_2 en los seis escenarios. La mayor prioridad relativa del costo eléctrico modificó el despacho y el abastecimiento agrícola, mientras que $\omega_1 = 0,50$ permitió contrastar las configuraciones con un mismo coeficiente de ponderación.

La energía no suministrada fue nula en los seis escenarios con $\omega_1 = 0,50$. Durante enero, abril, julio y octubre, los escenarios S06–S08 registraron reducciones de diésel de 73,38 %, 73,09 % y 58,76 % frente al escenario S02, además de una menor disipación respecto de los escenarios de referencia. La incorporación de FV y BESS y su coordinación con la generación hidroeléctrica permitieron aprovechar los recursos disponibles para atender la demanda, en las configuraciones y meses comparados.

Para la política con $\omega_1 = 0,50$, la formulación y resolución, incluidas las actualizaciones de anclas locales, registraron promedios de 2,17–2,79 s por decisión y un máximo de 9,65 s. El máximo de esfuerzo acumulado de las cinco políticas fue de 35,89 s por instante, equivalente al 3,99 % de los 900 s entre actualizaciones de 15 minutos. Estos registros respaldan la aplicación del EMS-WEF con esa frecuencia de decisión en el equipo evaluado.

6.3. Síntesis final

La gestión de microrredes aisladas en zonas áridas requiere considerar la interdependencia entre el abastecimiento eléctrico, la disponibilidad de agua y las necesidades de los cultivos. La generación y el almacenamiento modifican las posibilidades de suministro, mientras que la extracción, distribución y programación del riego condicionan el aprovechamiento del recurso hídrico. Estas interdependencias hacen necesario un enfoque WEF que permita evaluar conjuntamente cómo las decisiones de generación eléctrica y distribución del agua afectan el abastecimiento y las necesidades de los cultivos. Su incorporación resulta especialmente pertinente en microrredes aisladas del norte de Chile y otros contextos con recursos compartidos y disponibilidad limitada.

Contar con un EMS-WEF puede apoyar a las comunidades en la comparación de estrategias de abastecimiento, programación del riego y utilización de recursos renovables. La herramienta permite examinar costos, requerimientos de respaldo y distribución del agua, así como reconocer los efectos de una decisión sobre otros usos. Su beneficio consiste en aportar información comprensible para planificar la operación y acordar prioridades, considerando tanto el desempeño conjunto como las necesidades de los distintos usuarios.

La participación de la comunidad debe mantenerse durante el desarrollo, la evaluación y la implementación del EMS-WEF. El conocimiento local permite caracterizar los recursos, contrastar las condiciones representadas y definir prioridades compatibles con las prácticas tradicionales y los acuerdos de distribución del agua. La selección de políticas y los cambios operativos requieren diálogo con agricultores, operadores y autoridades locales. La formación de operadores y el seguimiento conjunto de los recursos contribuyen a sostener el uso de la herramienta y a evaluar sus beneficios técnicos y sociales.

6.4. Trabajo futuro

A partir del desarrollo realizado y de los resultados obtenidos, se proponen las siguientes líneas de continuidad:

- **Levantamiento y validación de datos hídricos y agrícolas:** Desarrollar, como línea para una nueva memoria de titulación, un procedimiento de levantamiento, procesamiento y validación de información de la red hídrica y de los cultivos. Este trabajo comprende el catastro de la superficie y ubicación de las áreas de cultivo, conexiones y distancias de canales, capacidades, pérdidas y entregas efectivas, junto con la calibración de parámetros del suelo y eficiencias de riego. Representar las distintas áreas donde se desarrolla cada cultivo permitiría

incorporar su ubicación en el territorio, los recorridos del agua y los turnos locales, y evaluar cómo una mayor precisión de las entradas mejora el desempeño del EMS-WEF.

- **Incorporación de incertidumbre:** Extender la formulación para considerar errores de pronóstico de demanda, generación FV, caudal, precipitación y requerimientos agrícolas. Desarrollar intervalos de predicción y estrategias de optimización robusta o estocástica permitiría evaluar decisiones ante distintas condiciones futuras. Su comparación con referencias deterministas, manteniendo condiciones de entrada, equipamiento y estados iniciales comparables, permitiría estudiar el efecto de la incertidumbre sobre el costo, las reservas de almacenamiento y el déficit agrícola.
- **Calibración y comparación de estrategias de resolución:** Evaluar la sensibilidad a los coeficientes económicos y de penalización, especialmente el asociado a la disipación, y ampliar el análisis de pesos y horizontes de predicción. Contrastar WSM con ε -*Constraint* bajo presupuestos computacionales comparables permitiría estudiar otras formas de obtener compromisos entre objetivos. Asimismo, incorporar almacenamiento de riego aguas abajo y una representación más detallada de los remanentes de agua permitiría evaluar nuevas alternativas de aprovechamiento del recurso.
- **Validación e implementación gradual:** Desarrollar una etapa de validación operacional mediante modelos detallados de la red eléctrica, simulaciones dinámicas y pruebas con equipos. Evaluar las comunicaciones, la actuación de compuertas y los mecanismos de respaldo permitiría preparar un piloto en terreno. En esta etapa corresponde medir el tiempo completo desde la adquisición de datos hasta la entrega de consignas, comprobar su máximo en el equipo local y examinar el desempeño ante fallas y pronósticos imperfectos.

Bibliografía

- [1] F. J. Meza, S. Vicuña, J. Gironás, D. Poblete, F. Suárez, and M. Oertel, “Water–food–energy nexus in chile: the challenges due to global change in different regional contexts,” *Water International*, vol. 40, no. 5–6, pp. 857–870, 2015.
- [2] I. A. Isaac-Millán, J. W. González, H. Cardona Restrepo, G. López Jiménez, and O. Vasco-Echeverri, *Microrredes y transición energética: Hacia los ecosistemas energéticos escalables*. Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2024.
- [3] I. Granit, “Microgrids through the energy–water–food security nexus in la guajira, colombia: Increasing water and food security or jeopardizing groundwater levels?” *Energy Research & Social Science*, vol. 93, p. 102814, 2022.
- [4] C. Zhang, X. Chen, Y. Li, W. Ding, and G. Fu, “Water-energy-food nexus: Concepts, questions and methodologies,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 195, pp. 625–639, 2018.
- [5] A. Agadi, A. Benhamed, and A. Lahlou, “Integration of renewable energy resources into the water-energy-food nexus – modeling a demand side management approach and application to a microgrid farm in morocco,” *Frontiers in Environmental Economics*, vol. 2, p. 1200703, 2023.
- [6] D. Espín-Sarzosa, R. Palma-Behnke, and O. Núñez-Mata, “Energy management systems for microgrids: Main existing trends in centralized control architectures,” *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 547, 2020.
- [7] F. Mansour, M. Al-Hindi, M. A. Najm, and A. Yassine, “Multi-objective optimization for comprehensive water, energy, food nexus modeling,” *Sustainable Production and Consumption*, vol. 38, pp. 295–311, 2023.
- [8] J. E. Rodríguez-Gutiérrez, A. Castillo-Molar, and L. F. Fuentes-Cortés, “A multi-objective assessment for the water-energy-food nexus for rural distributed energy systems,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 51, p. 101956, 2022.
- [9] P. O. Oviroh *et al.*, “Micro water-energy-food (MicroWEF) nexus: A system design optimization framework for integrated natural resource conservation and development (INRCD) projects at community scale,” *Applied Energy*, vol. 333, p. 120583, 2023.
- [10] R. Cansino-Loeza and J. M. Ponce-Ortega, “Decision-making and optimization models of the water–energy–food system,” in *The Water–Energy–Food Nexus: Optimization Models for Decision Making*. Amsterdam: Elsevier, 2024, pp. 43–59.
- [11] J. Ocaranza, D. Sáez, L. Daniele, and C. Ahumada, “Energy–water management system based on robust predictive control for open-field cultivation,” *Science of The Total Environment*, vol. 946, p. 174241, 2024.
- [12] J. Silva-Rodríguez and X. Li, “Decentralized micro water–energy co-optimization for small communities,” *Electric Power Systems Research*, vol. 234, p. 110611, 2024.

- [13] Y. Y. Haimes, L. S. Lasdon, and D. A. Wismer, "On a bicriterion formulation of the problems of integrated system identification and system optimization," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, vol. SMC-1, no. 3, pp. 296–297, 1971.
- [14] A. Charnes and W. W. Cooper, "Goal programming and multiple objective optimization: Part 1," *European Journal of Operational Research*, vol. 1, no. 1, pp. 39–54, 1977.
- [15] M. T. M. Emmerich and A. H. Deutz, "A tutorial on multiobjective optimization: fundamentals and evolutionary methods," *Natural Computing*, vol. 17, no. 3, pp. 585–609, 2018.
- [16] R. G. Allen, L. S. Pereira, D. Raes, and M. Smith, *Evapotranspiración del cultivo: Guías para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos*, ser. Estudio FAO Riego y Drenaje. Roma, Italia: Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, 2006, no. 56.
- [17] R. Astaburuaga G., "El agua en las zonas áridas de Chile," *ARQ (Santiago)*, no. 57, pp. 68–73, jul 2004.
- [18] S. Vicuña, L. Daniele, L. Farias, and H. González, "Desalinización: Oportunidades y desafíos para abordar la inseguridad hídrica en Chile," Pontificia Universidad Católica de Chile and Universidad de Chile and Universidad de Concepción, Chile, Technical Report, January 2023.
- [19] H. Romero, P. Smith, M. Mendonça, and M. Méndez, "Macro y mesoclimas del altiplano andino y desierto de Atacama: desafíos y estrategias de adaptación social ante su variabilidad," *Revista de Geografía Norte Grande*, vol. 55, pp. 19–41, 2013.
- [20] Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, "Estudio actualización de base censal: Identificación de localidades en condición de aislamiento," SUBDERE, Ministerio del Interior y Seguridad Pública, Santiago, Chile, Tech. Rep., 2021.
- [21] N. Hatziargyriou, Ed., *Microgrids: Architectures and Control*, ser. IEEE Press Series on Power Engineering. Chichester, United Kingdom: John Wiley & Sons, 2014.
- [22] Ministerio de Energía de Chile, "Política energética nacional 2050, actualización 2022," <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/3857>, 2022.
- [23] T. R. Albrecht, A. Crootof, and C. A. Scott, "The water–energy–food nexus: A systematic review of methods and tools for nexus assessment," *Environmental Research Letters*, vol. 13, no. 4, p. 043002, 2018.
- [24] M. Roidt and L. de Strasser, *Methodology for Assessing the Water–Food–Energy–Ecosystems Nexus in Transboundary Basins and Experiences from Its Application: Synthesis*. New York and Geneva: United Nations Economic Commission for Europe, 2018.
- [25] N. D. Hatziargyriou, N. Jenkins, G. Strbac, J. A. P. Lopes, J. Ruela, A. Engler, J. Oyarzabal, G. Kariniotakis, and A. Amorim, "Microgrids – large scale integration of microgeneration to low voltage grids," in *CIGRE Session*, Paris, France, 2006.
- [26] N. Altin and S. E. Eyimaya, "A review of microgrid control strategies," in *10th IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, 2021, pp. 412–417.
- [27] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and R. Teodorescu, "Hierarchical control of droop-controlled dc and ac microgrids – a general approach toward standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.

- [28] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas-Dobson, M. Martínez-Gómez, and D. Sáez, “Distributed control strategies for microgrids: An overview,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 203 823–203 837, 2020.
- [29] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Applied Energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, 2018.
- [30] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos, and D. Sáez, “A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 996–1006, 2013.
- [31] T. Roje, D. Sáez, C. Muñoz, and L. Daniele, “Energy–water management system based on predictive control applied to the water–food–energy nexus in rural communities,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21, p. 7723, 2020.
- [32] RES4Africa Foundation, “Re-thinking access to energy business models,” Renewable Energy Solutions for Africa, Tech. Rep., 2019.
- [33] R. A. Wurbs, “Comparative evaluation of generalized river/reservoir system models,” Texas Water Resources Institute, Texas A&M University System, College Station, Texas, Technical Report TR-282, Apr. 2005.
- [34] S. Dhaubanjari, C. Davidsen, and P. Bauer-Gottwein, “Multi-objective optimization for analysis of changing trade-offs in the nepalese water–energy–food nexus with hydropower development,” *Water*, vol. 9, no. 3, p. 162, 2017.
- [35] R. G. Allen, L. S. Pereira, D. Raes, and M. Smith, *Crop Evapotranspiration: Guidelines for Computing Crop Water Requirements*, ser. FAO Irrigation and Drainage Paper. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations, 1998, no. 56.
- [36] R. Rai, D. Rahi, and A. Kumar, “Implementation of electronic load controller for control of micro hydro power plant,” *International Journal of Recent Trends in Engineering*, vol. 2, no. 5, pp. 74–77, 2009.
- [37] Lazard Ltd., “Lazard’s levelized cost of storage analysis,” <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2024>, Lazard, Tech. Rep., 2024.
- [38] DIgSILENT GmbH, “Quasi-dynamic simulation,” PowerFactory, consultado el 8 de octubre de 2026. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/quasi-dynamic-simulation.html>
- [39] J. Doorenbos and A. H. Kassam, *Yield Response to Water*, ser. FAO Irrigation and Drainage Paper. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations, 1979, no. 33.
- [40] K. Miettinen, *Nonlinear Multiobjective Optimization*, ser. International Series in Operations Research & Management Science. New York: Springer, 1999.
- [41] J. Jacques, J. Taillard, D. Delrue, C. Dhaenens, and L. Jourdan, “Conception of a dominance-based multi-objective local search in the context of classification rule mining in large and imbalanced data sets,” *European Journal of Operational Research*, vol. 227, no. 1, pp. 158–168, 2013.

- [42] Dirección General de Aguas, “Banco nacional de aguas,” <https://snia.mop.gob.cl/BNAConsultas/reportes>, 2026, serie de caudal medio diario descargada en junio de 2026.
- [43] F. Lombardi, S. Balderrama, S. Quoilin, and E. Colombo, “Generating high-resolution multi-energy load profiles for remote areas with an open-source stochastic model,” *Energy*, vol. 177, pp. 433–444, 2019.
- [44] Instituto de Investigaciones Agropecuarias, “Red agrometeorológica INIA: datos de evapotranspiración y precipitación,” <https://agrometeorologia.cl>, 2026, datos diarios descargados en junio de 2026.
- [45] Electric Power Research Institute (EPRI), “Battery energy storage lifecycle cost assessment summary: 2020,” EPRI, Palo Alto, CA, Tech. Rep. 3002020048, 2020.
- [46] M. Smith, *CROPWAT: A Computer Program for Irrigation Planning and Management*, ser. FAO Irrigation and Drainage Paper. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations, 1992, no. 46.
- [47] Food and Agriculture Organization of the United Nations, “CROPWAT 8.0: Land and water databases and software,” <https://www.fao.org/land-water/databases-and-software/cropwat/en/>, 2024, consultado en junio de 2026.
- [48] IEEE Power and Energy Society, “IEEE standard for the specification of microgrid controllers,” IEEE, Tech. Rep. IEEE Std 2030.7-2017, 2018.
- [49] M. Restrepo, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, P. Su, and J. Taruc, “Optimization- and rule-based energy management systems at the canadian renewable energy laboratory microgrid facility,” *Applied Energy*, vol. 290, p. 116760, 2021.
- [50] Reserva Nacional Los Flamencos, “El pintoresco pueblo andino de socaire,” Portal informativo de la Reserva Nacional Los Flamencos, consultado el 13 de octubre de 2026. [Online]. Available: <https://reservanacionallosflamencos.cl/socaire-el-pintoresco-pueblo-andino-junto-a-la-reserva-nacional-los-flamencos/>
- [51] Dirección Meteorológica de Chile, “Ficha de la estación socaire, código nacional 230020,” Sistema de Servicios Climáticos, ubicación y entorno de la estación. Consultado el 13 de octubre de 2026. [Online]. Available: <https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/informacion/fichaDeEstacion/230020>
- [52] I. Espiñeira, D. Salazar, V. Figueroa, F. Tejerina, O. Morales, R. Izaurieta, and C. Palma, “Ritualidad agrícola durante los períodos prehispánicos tardíos en socaire, salar de atacama,” *Boletín de la Sociedad Chilena de Arqueología*, no. 58, pp. 132–166, Jul. 2025, recibido 23-01-2025; aceptado 30-05-2025; publicado 11-07-2025.
- [53] C. Brouwer, K. Prins, and M. Heibloem, *Irrigation Water Management: Irrigation Scheduling*, Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome, 1989, annex I: Irrigation efficiencies. Consultado el 13 de octubre de 2026. [Online]. Available: <https://www.fao.org/4/t7202e/t7202e08.htm>
- [54] Canadian Solar Inc., “HiKu6 CS6W-550MS Datasheet,” Ficha técnica del fabricante, 2023, modelo CS6W-550MS, 550 Wp.

- [55] Pylon Technologies Co., Ltd., *Rechargeable Lithium-Ion Phosphate (LFP) Battery: US5000 Series Operation Manual*, Pylon Technologies Co., Ltd., 2024, information Version 1.1, documento 5PMPA08-00058.
- [56] PrecioCombustible.cl, “Precio del petróleo diésel en estación copec de san pedro de atacama,” <https://preciocombustible.cl/region/antofagasta/san-pedro-de-atacama/copec-ruta-27-interseccion-b241-0-117/>, 2026, datos provenientes de Bencina en Línea de la Comisión Nacional de Energía. Consultado el 18 de julio de 2026.
- [57] Banco Central de Chile, “Indicadores diarios: dólar observado,” <https://si3.bcentral.cl/bdemovil/BDE/IndicadoresDiarios>, 2026, dólar observado correspondiente al 18 de julio de 2026. Consultado el 18 de julio de 2026.
- [58] L. Yáñez Barrios, “Región de antofagasta: Información regional 2018,” Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA), Ministerio de Agricultura, Gobierno de Chile, Santiago, Chile, Tech. Rep., Jun. 2018, datos censales elaborados por ODEPA a partir del VII Censo Nacional Agropecuario y Forestal (ODEPA–INE, 2007). [Online]. Available: <https://www.odepa.gob.cl>
- [59] Instituto de Desarrollo Agropecuario, “Fichas técnicas para la agricultura familiar campesina, temporada 2023–2024,” Ministerio de Agricultura, Gobierno de Chile, 2023, información organizada por región y agencia de área. [Online]. Available: <https://www.indap.gob.cl/fichas-tecnicas>
- [60] V. Heuzé and G. Tran, “Prickly pear (*Opuntia ficus-indica*),” Feedipedia, a programme by INRAE, CIRAD, AFZ and FAO, 2017, Última actualización: 28 de noviembre de 2017. [Online]. Available: <https://www.feedipedia.org/node/120>
- [61] M. Sánchez-Monje and J. Olave, “Potential effects on the quinoa cultivation yield based on different hydric scenarios of the chilean altiplano,” *Horticulturae*, vol. 10, no. 12, p. 1378, 2024.
- [62] J. Potgieter and S. D’Aquino, “Fruit production and post-harvest management,” in *Crop Ecology, Cultivation and Uses of Cactus Pear*, P. Inglese, C. Mondragon, A. Nefzaoui, and C. Sáenz, Eds. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations and International Center for Agricultural Research in the Dry Areas, 2017, pp. 51–71.
- [63] S. Geerts, D. Raes, M. Garcia, C. Taboada, R. Miranda, J. Cusicanqui, T. Mhizha, and J. Vacher, “Modeling the potential for closing quinoa yield gaps under varying water availability in the bolivian altiplano,” *Agricultural Water Management*, vol. 96, no. 11, pp. 1652–1658, 2009.
- [64] M. A. Muktadir, K. N. Adhikari, A. Merchant, K. Y. Belachew, A. Vandenberg, F. L. Stoddard, and H. Khazaei, “Physiological and biochemical basis of faba bean breeding for drought adaptation—a review,” *Agronomy*, vol. 10, no. 9, p. 1345, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/agronomy10091345>
- [65] M. Garcia, D. Raes, and S.-E. Jacobsen, “Evapotranspiration analysis and irrigation requirements of quinoa (*Chenopodium quinoa*) in the bolivian highlands,” *Agricultural Water Management*, vol. 60, no. 2, pp. 119–134, 2003.
- [66] G. d. N. Araújo Júnior, L. S. B. de Souza, A. M. d. R. F. Jardim, C. A. A. de Souza, S. M. S. e Silva, D. C. dos Santos, A. J. Steidle Neto, J. E. F. de Moraes, J. F. da Cruz Neto, M. J. da Silva, J. C. Mendonça, E. F. d. F. e Silva, and T. G. F. da Silva, “Agronomic performance and water use indicators of cactus species widely cultivated in semiarid regions,” *Irrigation and Drainage*, pp. 1–18, 2025.

- [67] Pyomo Development Team, *Persistent Solvers*, Pyomo, documentación oficial. Consultado el 13 de octubre de 2026. [Online]. Available: <https://pyomo.readthedocs.io/en/stable/explanation/solvers/persistent.html>