



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**SISTEMA DE GESTIÓN Y COORDINACIÓN DE MICRO-REDES
AGUA-ENERGÍA BASADO EN CONTROL PREDICTIVO DIFUSO**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

LUIS ALBERTO JIMÉNEZ VERDUGO

PROFESORA GUÍA:
DORIS SÁEZ HUEICHAPAN

PROFESORA CO-GUÍA:
CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANGELA FLORES QUIROZ
LORENZO REYES CHAMORRO

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
ISCI ANID AFB230002
ANID/FONDECYT 1220507 y ANID/FONDECYT 1221392

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA Y
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: LUIS ALBERTO JIMÉNEZ VERDUGO
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: DORIS SÁEZ HUEICHAPAN
PROF. CO-GUÍA: CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA

SISTEMA DE GESTIÓN Y COORDINACIÓN DE MICRO-REDES AGUA-ENERGÍA BASADO EN CONTROL PREDICTIVO DIFUSO

En esta tesis se propone un sistema de gestión y coordinación para múltiples micro-redes agua-energía, que consiste en un controlador predictivo en el nivel superior y un controlador basado en reglas en el nivel inferior, asociado a cada una de las micro-redes.

El controlador predictivo permite minimizar los costos de operación eléctricos e hídricos para un conjunto de micro-redes. Además, busca promover la cooperación entre las micro-redes para satisfacer en conjunto las demandas eléctricas e hídricas, asegurando el uso sustentable de los recursos locales eléctricos e hídricos.

Para modelar las demandas eléctricas e hídricas y la generación eléctrica se construyeron y compararon modelos lineales y modelos difusos. Los modelos difusos mostraron mejor desempeño en demanda y generación, reportando un error de predicción mínimo del 3,58 %, frente al error mínimo del 8,33 % para los modelos lineales.

El sistema de gestión y coordinación se probó en un caso de estudio con tres micro-redes agua-energía con distintas configuraciones sobre la parte hídrica. Los resultados probaron que el sistema promovió el uso de los recursos eléctricos e hídricos, logrando balancear la cantidad de agua comprada en el caso hídrico y reduciendo la compra de agua en un 59,3 % en la micro-red de mayor demanda.

*Dedicado con mucho cariño a mi madre y abuelos,
que me acompañan en cada uno de mis pasos.*

Luis Alberto, orgulloso hijo y nieto

Agradecimientos

Durante mi trayectoria por la universidad y la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica he recibido ayuda de muchas personas, ya sea de forma directa e indirecta, por lo que quiero expresar mi más profundo agradecimiento, pues sin su apoyo nada de esto sería posible.

En primer lugar, quiero agradecer a mi madre María Luisa y a mis abuelos Luis Alberto y Virginia, por ser pilares fundamentales en mi formación como persona, y un apoyo emocional en los momentos más difíciles. También quiero agradecer a mi tío Juan Carlos, que siempre ha estado presente para apoyarme en los diversos desafíos que implica ser un estudiante de región en Santiago. El apoyo de mi familia ha sido fundamental para mi avance en la carrera y en mi formación como profesional, por lo que siempre llevo sus enseñanzas conmigo a donde vaya.

A continuación quiero agradecer a todas las personas que me prestaron su apoyo para el desarrollo de este trabajo. Quiero partir agradeciendo a la profesora Doris Sáez, quien en su rol de profesora guía me apoyó y motivó a realizar esta investigación, entregando valiosos aportes y teniendo una gran cercanía como persona con sus alumnos, más allá de lo académico. Esta visión me ha permitido crecer no solo como profesional, sino como una persona que trabaja con sus valores y ética siempre presentes. También quiero agradecer a mi profesora co-guía Constanza Ahumada, al profesor Alex Navas y al investigador postdoctoral Oscar Cartagena por todos sus valiosos aportes en el desarrollo de este trabajo de tesis, ayudando a resolver mis dudas y ofrecer sugerencias, así como su apoyo en la elaboración de publicaciones.

Quiero extender también mi agradecimiento a los integrantes de los Laboratorios de Control Avanzado 2 y Control de Micro-redes por el apoyo y la energía durante el desarrollo de mi trabajo de tesis. Se ha formado un bonito vínculo de camaradería y amistad que va más allá de la investigación.

También me gustaría agradecer a la gran cantidad de personas con las que he compartido mis años en la universidad. Quiero mencionar especialmente a Pipeño, Seba y Bastián por ser mis primeros amigos de la universidad, y mis mejores amigos de la vida, que si bien ya no nos vemos tanto, los mantengo siempre presente. También quiero agradecer a mis amigos del grupo organizado Anime no Seishin Doukougai, parte fundamental de mi vida universitaria.

Finalmente, quiero agradecer el apoyo del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería ANID AFB230002, al proyecto FONDECYT 1220507 “Distributed Predictive Control Strategies based on Evolving Prediction Intervals for Energy-Water Microgrids” y al proyecto FONDECYT 1221392 “Enhanced Control Flexibility of Modular Multilevel Converters Thorough Continuous Set Model Predictive Control” por su apoyo financiero para el desarrollo de esta tesis y de las publicaciones inspiradas en este trabajo.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. El nexa agua-energía-alimentos	1
1.2. Situación energética e hídrica en Chile	3
1.3. Hipótesis	6
1.4. Objetivos	7
1.4.1. Objetivo general	7
1.4.2. Objetivos específicos	7
1.5. Estructura de la tesis	7
2. Marco Teórico	9
2.1. Cadenas de Markov de estado binario	9
2.2. Modelos autorregresivos lineales	11
2.2.1. Identificación y optimización del modelo	12
2.3. Modelos difusos de Takagi & Sugeno	12
2.3.1. Estructura y parámetros del modelo	13
2.3.2. Identificación del modelo	14
2.3.3. Optimización de la estructura del modelo	14
2.4. Control predictivo basado en modelos	15
2.5. Resumen y discusión	17
3. Estado del Arte	19
3.1. Micro-redes agua-energía	19
3.2. Sistemas de gestión de energía	21
3.3. Sistemas de gestión de agua y energía	23
3.4. Resumen y discusión	26
4. Sistema de Gestión y Coordinación de Micro-redes Agua-Energía	28
4.1. Micro-red agua-energía	28
4.1.1. Definición	28
4.1.2. Componentes de una micro-red agua-energía	29
4.2. Sistema de distribución de agua	33
4.2.1. Dinámica de los estanques	33
4.2.2. Caracterización de bombas eléctricas	34
4.2.3. Descenso del nivel de los pozos	36
4.2.4. Limitación del agua extraída	37
4.2.5. Interconexión de tuberías	38
4.3. Control predictivo centralizado	38
4.3.1. Función de costos y soluciones de la optimización	40

4.3.2.	Restricciones de la optimización	41
4.3.3.	Formulación del control predictivo	44
4.3.4.	Resolución de la optimización	45
4.4.	Operación del sistema agua-energía	46
4.5.	Resumen y discusión	48
5.	Caso de Estudio	49
5.1.	Descripción del sistema	49
5.1.1.	Demanda y generación	51
5.1.2.	Parámetros	53
5.2.	Modelos de predicción	56
5.2.1.	Submuestreo de datos	56
5.2.2.	Estructuras de modelos	58
5.2.3.	Demanda eléctrica	59
5.2.4.	Generación eléctrica	62
5.2.5.	Generación de demanda hídrica	64
5.2.6.	Demanda hídrica	68
5.3.	EWMS para gestión de micro-redes agua-energía	71
5.3.1.	Consideraciones iniciales	71
5.3.2.	Escenario base con modelos AR y TS	72
5.3.3.	Desconexión de estanques de agua	86
5.3.4.	Desconexión de bomba eléctrica	90
5.3.5.	Comparación de escenarios	96
5.4.	Resumen y discusión	99
6.	Conclusiones	102
6.1.	Trabajo futuro	104
6.2.	Publicaciones	105
	Bibliografía	106
	Anexos	110
A.	Resultados adicionales de escenarios de simulación EWMS	110
A.1.	Desconexión de estanques de agua: resultados adicionales	110
A.2.	Desconexión de bomba: resultados adicionales	112

Índice de Tablas

1.1.	Promedios mensuales de cuenta tipo e interrupción de suministro por cliente en las Regiones de la Araucanía y Metropolitana.	4
1.2.	Comparación de población y consumo eléctrico anual por cliente entre la Región de la Araucanía y la Región Metropolitana.	4
5.1.	Características eléctricas de micro-redes agua-energía en estudio.	49
5.2.	Métricas de datos originales de demanda y generación para cada micro-red. . .	52
5.3.	Parámetros eléctricos de las micro-redes y EWMS.	53
5.4.	Parámetros hídricos de las micro-redes y EWMS.	54
5.5.	Condiciones iniciales de variables de las micro-redes y EWMS.	55
5.6.	Parámetros adicionales relevantes de las micro-redes y EWMS.	56
5.7.	Métricas de datos submuestreados de demanda y generación para cada micro-red.	58
5.8.	Métricas de optimización de estructura de modelos de demanda eléctrica. . . .	60
5.9.	Error RMSE de predicción de modelos de demanda eléctrica.	60
5.10.	Error NRMSE de predicción de modelos de demanda eléctrica.	61
5.11.	Métricas de optimización de estructura de modelos de generación eléctrica. . .	62
5.12.	Error RMSE de predicción de modelos de generación eléctrica.	63
5.13.	Error NRMSE de predicción de modelos de generación eléctrica.	63
5.14.	Separación del día en eventos.	65
5.15.	Parámetros para generación de datos de demanda hídrica.	67
5.16.	Métricas de optimización de estructura de modelos de demanda hídrica.	68
5.17.	Error RMSE de predicción de modelos de demanda hídrica.	69
5.18.	Error NRMSE de predicción de modelos de demanda hídrica.	69
5.19.	Precios del agua y energía para escenario base.	71
5.20.	Error RMSE entre potencia importada real y potencia importada dada por el EWMS.	74
5.21.	Métricas de desempeño EWMS (caso AR).	85
5.22.	Métricas de desempeño EWMS (caso TS).	85
5.23.	Comparación de costos entre modelos AR y TS para escenario base.	85
5.24.	Métricas de desempeño EWMS (caso estanques desconectados).	90
5.25.	Costos de operación (caso estanques desconectados)	90
5.26.	Métricas de desempeño EWMS (caso desconexión de bomba).	96
5.27.	Costos de operación (caso desconexión de bomba)	96
5.28.	Agua extraída del acuífero por micro-red en todos los escenarios.	96
5.29.	Energía consumida de bombas por micro-red en todos los escenarios.	97
5.30.	Agua comprada al DNO por micro-red en todos los escenarios.	97
5.31.	Costos de operación para escenarios de simulación.	98

Índice de Figuras

1.1.	Publicaciones relacionadas al nexo WEF en el periodo 2008-2020. Extraída de [1].	2
1.2.	Publicaciones relacionadas al nexo agua-energía. Extraída de [2].	2
1.3.	Generación bruta de ERNC en el SEN hasta Octubre del 2024. Extraída de [5].	3
1.4.	Embalse de Peñuelas en 2016 (izquierda) y en 2022 (derecha). Extraída de [9].	5
2.1.	Transiciones en una cadena de Markov de estado binario.	11
3.1.	Ejemplo de micro-red agua-energía.	20
3.2.	EMS centralizado para operación y coordinación de micro-redes. Extraído de [34].	22
3.3.	EWMS para riego de cultivos. Adaptado de [37].	23
3.4.	Sistema hidrológico para riego de cultivos. Adaptado de [37].	24
4.1.	Modelo de micro-red agua-energía.	29
4.2.	Sistema de distribución de agua.	33
4.3.	Estanque de la i-ésima micro-red agua-energía.	35
4.4.	Esquema de un pozo conectado a un acuífero confinado. Basado en esquema de [43].	36
4.5.	Sistema de gestión de agua y energía (EWMS) propuesto.	39
4.6.	Operación de una micro-red agua-energía a lazo cerrado.	46
5.1.	Caso de estudio con tres micro-redes agua-energía.	50
5.2.	Datos de demanda y generación eléctrica por micro-red.	51
5.3.	Datos de demanda hídrica por micro-red.	52
5.4.	Datos de demanda y generación eléctrica submuestreados.	57
5.5.	Datos de demanda hídrica submuestreados.	57
5.6.	Ejemplo de optimización de la estructura de un modelo TS.	59
5.7.	Predicciones de demanda eléctrica a 24 horas con modelos AR.	61
5.8.	Predicciones de demanda eléctrica a 24 horas con modelos TS.	62
5.9.	Predicciones de generación eléctrica a 24 horas con modelos AR.	63
5.10.	Predicciones de generación eléctrica a 24 horas con modelos TS.	64
5.11.	Perfil de demanda hídrica base. Extraído de [54].	65
5.12.	Predicciones de demanda hídrica a 24 horas con modelos AR.	70
5.13.	Predicciones de demanda hídrica a 24 horas con modelos TS.	70
5.14.	Potencia total intercambiada con el DNO (AR arriba y TS abajo).	73
5.15.	Potencia intercambiada con el DNO por micro-red (AR arriba y TS abajo). . .	75
5.16.	Estado de carga de bancos de baterías por micro-red (AR arriba y TS abajo). .	76
5.17.	Caudal de agua total intercambiado con el DNO (AR arriba y TS abajo). . . .	77
5.18.	Caudal intercambiado con el DNO por micro-red (AR arriba y TS abajo). . . .	78
5.19.	Potencia consumida por bombas eléctricas (AR arriba y TS abajo).	79
5.20.	Caudal extraído por bombas eléctricas (AR arriba y TS abajo).	80
5.21.	Caudal intercambiado entre estanques (AR arriba y TS abajo).	81
5.22.	Volumen de agua de estanques por micro-red (AR arriba y TS abajo).	82

5.23.	Agua estimada disponible en el acuífero (AR arriba y TS abajo).	84
5.24.	Caudal de agua total intercambiado con el DNO (estanques desconectados). .	86
5.25.	Caudal intercambiado con el DNO por micro-red (estanques desconectados). .	87
5.26.	Potencia consumida por bombas eléctricas (estanques desconectados).	87
5.27.	Caudal extraído por bombas eléctricas (estanques desconectados).	88
5.28.	Volumen de agua de estanques por micro-red (estanques desconectados). . . .	88
5.29.	Agua estimada disponible en el acuífero (estanques desconectados).	89
5.30.	Caudal de agua total intercambiado con el DNO (desconexión de bomba). . . .	91
5.31.	Caudal intercambiado con el DNO por micro-red (desconexión de bomba). . .	92
5.32.	Potencia consumida por bombas eléctricas (desconexión de bomba).	93
5.33.	Caudal extraído por bombas eléctricas (desconexión de bomba).	93
5.34.	Caudal intercambiado entre estanques (desconexión de bomba).	94
5.35.	Volumen de agua de estanques por micro-red (desconexión de bomba).	94
5.36.	Agua estimada disponible en el acuífero (desconexión de bomba).	95
A.1.	Potencia total intercambiada con el DNO (estanques desconectados).	110
A.2.	Potencia intercambiada con el DNO por micro-red (estanques desconectados). .	111
A.3.	Estado de carga de bancos de baterías por micro-red (estanques desconectados). .	111
A.4.	Potencia total intercambiada con el DNO (desconexión de bomba).	112
A.5.	Potencia intercambiada con el DNO por micro-red (desconexión de bomba). . .	112
A.6.	Estado de carga de bancos de baterías por micro-red (desconexión de bomba). .	113

Capítulo 1

Introducción

1.1. El nexo agua-energía-alimentos

El uso de agua y energía siempre ha estado ligado al desarrollo de la sociedad humana, existiendo además una interrelación entre dichos recursos, que se da por ejemplo, en que la producción de energía hidroeléctrica requiere de agua, y los procesos de extracción, tratamiento y distribución del agua requieren energía [1]. Agua y energía, a su vez, son requeridos para la producción de alimentos, lo que muestra una interconexión entre estos tres recursos, conocida como el Nexo Agua-Energía-Alimentos (Water-Energy-Food Nexus en inglés, o Nexo WEF). De acuerdo a los trabajos [1] y [2] (este último con enfoque en el nexo Agua-Energía), el origen del concepto de nexo WEF se sitúa en el Foro Económico Mundial durante el año 2008, pero es a partir del año 2015 cuando empieza a ganar tracción en la literatura al establecerse los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) por parte de la ONU como parte de la Agenda 2030, tomando especial atención a los objetivos ODS2 (Hambre Cero), ODS6 (Agua) y ODS7 (Energía) [3].

En la comunidad científica, el nexo WEF ha ido ganando cada vez más atención, ya que existe incertidumbre sobre la disponibilidad y capacidad de renovación de estos recursos a futuro. En el año 2012, el reporte “Global Trends 2030: Alternative Worlds” del National Intelligence Council (NIC) de EEUU estimaba que para el año 2030, las demandas de agua, energía y alimentos tendrían un aumento del 40 %, 50 % y 35 % respectivamente [1][4]. También existe un impacto asociado al crecimiento y migración de la población, desarrollo económico, urbanización, entre otros, lo que amenaza la sostenibilidad de los recursos naturales y termina por promover la competencia por su obtención. A lo anterior también hay que considerar el aumento de desastres naturales a nivel mundial, la falta de agua dulce, y crisis alimentarias y energéticas que impactan negativamente en el desarrollo socioeconómico, que a su vez repercute en la lucha contra la pobreza y vulnerabilidad [1].

Lo anteriormente descrito deja en evidencia que el agua, la energía y los alimentos se están agotando más rápido que lo que el planeta puede reponer. Por dicha razón, es necesario realizar una gestión inteligente de estos recursos entre la población, preocupándose de no causar una sobreexplotación de las reservas naturales en el proceso. Es aquí donde el nexo WEF se convierte en un enfoque esencial para realizar investigación y desarrollo que contribuya al cumplimiento de los ODS, abordando distintos desafíos asociados a la gestión y mantenimiento de recursos naturales, así como generar datos confiables que sirvan como soporte a la

formulación de políticas medioambientales y toma de decisiones [1]. La importancia que ha tomado el nexo WEF en la literatura se aprecia al contabilizar la cantidad de publicaciones de trabajos relacionados al nexo WEF. En el análisis realizado en [1], donde se estudia el periodo 2008-2020, se encontró que más del 80 % de los trabajos relacionados al nexo WEF fueron publicados desde el 2014 en adelante. La Figura 1.1 muestra la cantidad de artículos por año escritos en el periodo 2008-2020, el cual incluye el origen del concepto de nexo WEF en el año 2008 y el establecimiento de los ODS y Agenda 2030 en el año 2015.

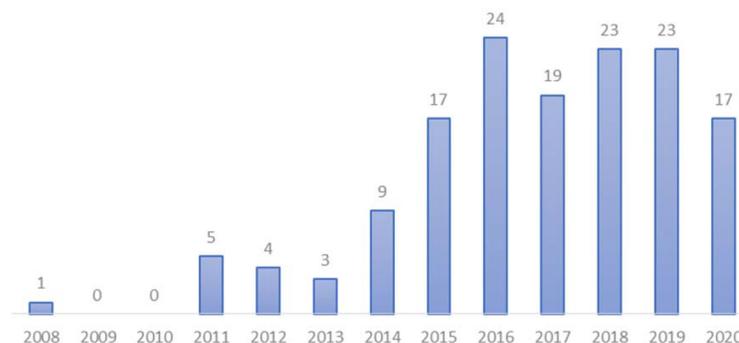


Figura 1.1: Publicaciones relacionadas al nexo WEF en el periodo 2008-2020. Extraída de [1].

De las interrelaciones que forman el nexo WEF, también es de interés investigativo el analizar el nexo entre parejas de recursos, donde es de relevancia el Nexo Agua-Energía, que busca estudiar la influencia mutua entre estos. La investigación de literatura realizada en [2] establece que la cantidad anual de publicaciones relacionadas al nexo agua-energía ha crecido rápidamente a partir del 2010, de acuerdo al análisis de publicaciones indexadas en Scopus y Web of Sciences. Esto se puede observar en la Figura 1.2, donde se aprecia una tendencia al alza en la cantidad de publicaciones anuales. Esto muestra el interés internacional en realizar investigación relacionada al agua y la energía.

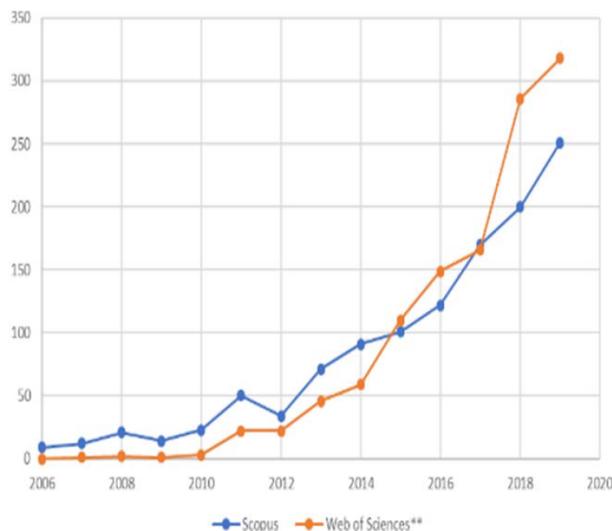


Figura 1.2: Publicaciones relacionadas al nexo agua-energía. Extraída de [2].

De todos los trabajos publicados en esta área, los 50 artículos más influyentes (los más citados) fueron publicados en su mayoría en el período 2011-2020. De estos 50 artículos, el 80 % de estos se publicó en el período 2015-2019, lo cual muestra la influencia de la Agenda 2030 y los ODS adoptados a partir del 2015 en la investigación con enfoque de nexos. Además, un resultado importante es que existe una tendencia del análisis del nexo agua-energía que trata la modelación y optimización del consumo y/o generación de recursos, lo cual demuestra la atención hacia las proyecciones de aumento de demanda y efectos del cambio climático, buscando realizar un consumo y generación de recursos lo más eficiente posible, considerando las limitaciones energéticas e hídricas que se tengan en cada caso.

La investigación realizada en [2] finaliza entregando recomendaciones para investigaciones futuras, como profundizar la comprensión del enfoque de nexos agua-energía para identificar las claves que aceleren el desarrollo sostenible en todos los niveles sociales y empresariales, así como también el impacto del nexo agua-energía en el crecimiento económico y cambio climático. Lo anterior demuestra que, si bien la investigación sobre agua y energía lleva siendo muy activa desde hace poco más de diez años, los cambios constantes a nivel medioambiental promueven el surgimiento de nuevas problemáticas y desafíos, que son posibles de abordar desde distintas áreas de la ciencia y la ingeniería.

1.2. Situación energética e hídrica en Chile

En los últimos años se ha dado un aumento en el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) para la generación eléctrica en Chile. Esto le ha dado una participación cada vez más relevante a este tipo de generación en la matriz energética nacional. La generación mensual no convencional inyectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) hasta el mes de Octubre del 2024 se muestra en la Figura 1.3 [5]:

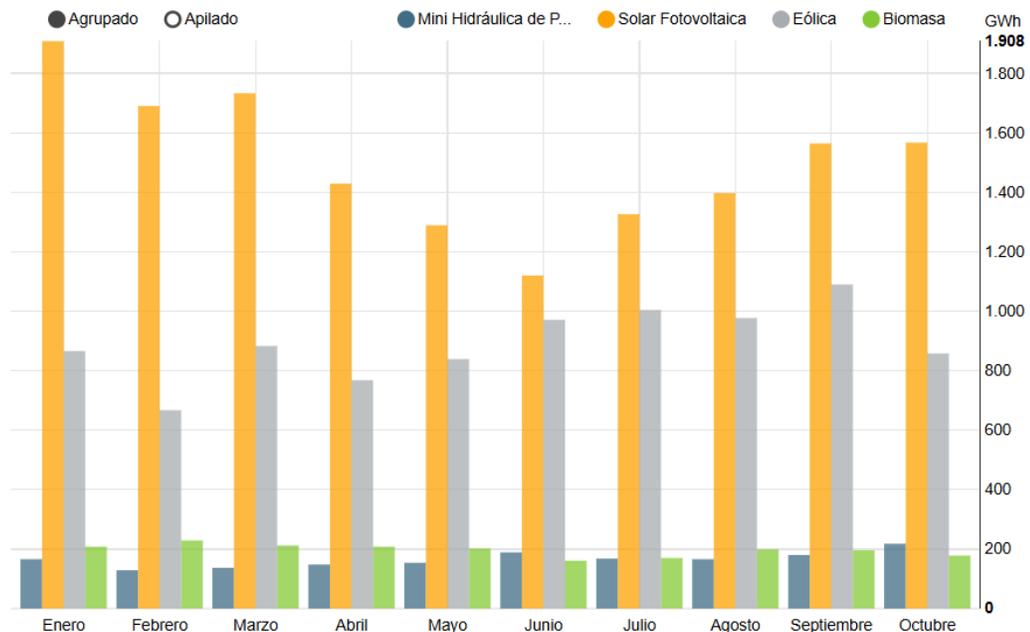


Figura 1.3: Generación bruta de ERNC en el SEN hasta Octubre del 2024. Extraída de [5].

Se puede observar que la mayor parte de la generación renovable no convencional se concentra en las fuentes de energía Solar Fotovoltaica (en color naranja) y Eólica (en color gris). Dichos tipos de generación han tenido un aumento en su uso en los últimos años; durante el primer trimestre del 2024, la producción de energía solar y eólica aumentó en un 13 % y un 7 % respectivamente, con respecto al mismo periodo del 2023 [6]. Esto motiva el uso de estas dos fuentes de energía a la hora de implementar proyectos energéticos de consumo a menor escala, como proveer de energía eléctrica a escuelas y pequeñas comunidades rurales.

En el sur de Chile, en particular en la Región de la Araucanía, existen varias comunidades rurales alejadas de centros urbanos que pueden beneficiarse del uso de esta energía a nivel local. Esto cobra especial relevancia considerando las condiciones del sistema eléctrico en la región, donde tanto el precio de la cuenta tipo como las horas de interrupción mensuales del suministro superan el promedio nacional. La Tabla 1.1 hace una comparación de estos valores, agregando además valores asociados a la Región Metropolitana, con el fin de comparar contra la situación en el centro de Chile. De la misma forma, la Tabla 1.2 compara el consumo anual por cliente y la cantidad de habitantes entre ambas regiones [7].

Tabla 1.1: Promedios mensuales de cuenta tipo e interrupción de suministro por cliente en las Regiones de la Araucanía y Metropolitana.

	R. Araucanía	Chile	R. Metropolitana
Cuenta tipo por cliente [CLP \$/mes]	24.619	23.552	19.743
Interrupción de suministro [Hrs/cliente]	7,67	1,81	0,75

Tabla 1.2: Comparación de población y consumo eléctrico anual por cliente entre la Región de la Araucanía y la Región Metropolitana.

	R. Araucanía	R. Metropolitana
Consumo eléctrico por cliente [kWh/año]	13	17
Población [Habitantes]	1.014.343	8.125.072

La Tablas 1.1 y 1.2 muestran que, si bien la Región Metropolitana alberga más habitantes y tiene un mayor consumo anual que la Región de la Araucanía, esta última está en desventaja en cuanto al costo mensual de la energía y las horas de interrupción del suministro por cliente. Eso, sumado a que la interrupción del suministro es mucho más alta que el promedio nacional, implica una baja confiabilidad del sistema eléctrico en la región. Los problemas anteriormente descritos pueden abordarse utilizando un enfoque inteligente del uso de la energía en la zona a través del uso de micro-redes, que corresponden a grupos de cargas y recursos energéticos que permiten el uso de generación renovable para consumo local, con oportunidad de seguir operando aún si la red eléctrica principal se cae producto de una falla. En el Capítulo 3 se discuten aplicaciones donde se utilizan micro-redes, además de la operación de las mismas mediante sistemas de control.

En cuanto a la situación hídrica, el uso eficiente del agua se ha hecho relevante en el último tiempo, y cobra especial relevancia en Chile, donde se vive hace más de 13 años la denominada “peor sequía de la historia”, con déficits de precipitaciones de entre un 60 % a un 80 % comparado con el promedio histórico, déficit de acumulación de nieve mayor al 85 %,

los principales embalses nacionales a un 34 % de su capacidad, entre otros [8]. A modo de ejemplo, la Figura 1.4 muestra una comparación cualitativa de la superficie de agua que ha perdido el embalse de Peñuelas entre los años 2016 y 2022, donde se aprecia prácticamente seco [9].



Figura 1.4: Embalse de Peñuelas en 2016 (izquierda) y en 2022 (derecha).
Extraída de [9].

En el caso de la zona sur de Chile, el estudio “Actualización del Balance Hídrico Nacional”, que identificó las principales variaciones hidro-climáticas del período 1985-2015 con respecto al período 1955-1985, determinó bajas promedio del 10 % en las precipitaciones y del 37 % del contenido de agua en la cuenca más desfavorable. Las proyecciones en el período 2030-2060, por su parte, no son muy alentadoras, estimando una caída de hasta el 40 % en las precipitaciones [10]. La situación de la crisis hídrica que existe en el país requiere utilizar de forma cuidadosa el agua proveniente de fuentes naturales, la cual es limitada, por lo que un abuso del recurso producirá que las reservas naturales se sequen en el corto plazo, con consecuencias a largo plazo.

Las problemáticas relacionadas a la confiabilidad del sistema eléctrico y a la integración de fuentes de energía renovables no convencionales en una comunidad rural pueden abordarse mediante el uso de micro-redes, las cuales agrupan cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos cercanos en distancia para su posterior gestión [11]. También, al incluir el efecto del agua en la energía producto de procesos asociados a extracción y distribución del agua [12], es posible abordar la problemática del uso sustentable del recurso hídrico expandiendo el concepto de micro-red a micro-red agua-energía [13]. Así, surge la oportunidad de utilizar los recursos energéticos y reservas de agua natural locales de forma óptima para satisfacer la demanda tanto eléctrica como hídrica de una o varias comunidades rurales.

Para el diseño y operación de una micro-red agua-energía, es necesario caracterizar la generación eléctrica y las demandas eléctrica e hídrica a nivel local, lo cual puede llevarse a cabo mediante el modelamiento basado en datos de dichas señales. Sin embargo, se presentan casos en donde existe una escasez de datos para realizar este proceso. En el caso de la región

de la Araucanía, por ejemplo, hay localidades hacia el interior de la región que se encuentran aisladas de las ciudades principales. Esto presenta dificultades para el monitoreo y colección de los datos necesarios para modelar la micro-red, dados los posibles problemas asociados a la comunicación de la información, costos de instalación y mantenimiento de sensores, y tiempos de traslado de equipamiento y trabajo en terreno. En ese aspecto, dada la dificultad en la disponibilidad de datos, un acercamiento sería modelar el comportamiento de las señales de demanda y generación utilizando algoritmos estocásticos, como lo serían las cadenas de Markov. En [14] por ejemplo, se utilizan cadenas de Markov para modelar la ocupación de personas en las oficinas de un edificio. Luego, esta información es utilizada para estimar la emisión de calor y utilizarla en sistemas de climatización. Este acercamiento puede utilizarse en un contexto en que existe dificultad de acceso a datos de generación eléctrica y demanda eléctrica e hídrica.

Otro aspecto a considerar de la generación eléctrica y las demandas eléctrica e hídrica, es que estas señales tienen una variabilidad asociada. Dicha variabilidad se presenta por situaciones como el cambio en el recurso renovable durante el día (como el cambio en radiación solar o velocidad del viento) o la estocacidad que presenta la demanda debido al consumo que realiza un grupo de personas durante diferentes momentos del día. En ese aspecto, la caracterización se puede realizar a través de modelos basados en datos, como lo pueden ser los modelos autorregresivos lineales (AR) [15] o los modelos difusos de Takagi & Sugeno (TS) [16]. Dichos modelos pueden ser utilizados para realizar predicciones futuras del comportamiento de estas señales de generación y demanda.

En el caso de la operación de una micro-red agua-energía, los modelos de generación eléctrica y demandas eléctrica e hídrica pueden ser utilizados en un sistema de control que esté a cargo de dicha operación. En ese contexto, situaciones como la gestión óptima de energía, restricciones de operación asociadas a componentes físicos y minimización de costos de operación pueden ser abordados mediante la técnica de control predictivo basado en modelos (MPC) [17]. Este tipo de controlador optimiza una función objetivo sujeta a restricciones para encontrar la acción de control óptima a aplicar al sistema a controlar. En el caso de las micro-redes agua-energía, la función objetivo puede representar costos de operación, vida útil de componentes, o cualquier objetivo de control que se desee conseguir. Por su parte, las restricciones están asociadas a la dinámica de los componentes de la micro-red (incluyendo modelos basados en datos), así como sus limitaciones físicas, límites monetarios de compra de recursos a la red eléctrica y/o de agua potable, o límites que aseguren el uso sustentable de los recursos eléctricos e hídricos. El MPC es capaz de incorporar toda esta información en el diseño para el cálculo de las acciones de control requeridas por la micro-red.

1.3. Hipótesis

Considerando el impacto de la crisis hídrica que existe en Chile, la disponibilidad de fuentes renovables de energía y de reservas naturales de agua, así como la necesidad de satisfacer las demandas eléctricas e hídricas asociadas a comunidades rurales, se propone un Sistema de Gestión y Coordinación de Agua y Energía (Energy-Water Management System, EWMS en inglés) para un conjunto de micro-redes agua-energía. Bajo ese contexto, para el desarrollo de esta tesis se plantean las siguientes hipótesis:

1. La implementación de un sistema de gestión y coordinación de agua y energía permite

optimizar y promueve el uso de los recursos eléctricos e hídricos disponibles a nivel local, privilegiando a estos por sobre la importación de energía y agua desde la red eléctrica principal y red de agua potable, respectivamente.

2. Este sistema de gestión y coordinación permite promover la cooperación entre comunidades rurales a través del uso de micro-redes agua-energía. Esta implementación les permite compartir los recursos eléctricos e hídricos entre sí, para satisfacer en conjunto las demandas de cada localidad.
3. El uso de la técnica de control predictivo y modelos difusos en el diseño del sistema de gestión y coordinación permite un uso sustentable del agua y la energía. Esto evita la sobreextracción de agua desde fuentes naturales y el sobreconsumo por actividades relacionadas a la extracción de agua, además de minimizar la compra de energía y agua a las redes eléctrica y de agua potable, reduciendo así los costos de operación.

1.4. Objetivos

Considerando los antecedentes y las hipótesis anteriormente explicadas, los objetivos general y específicos de esta tesis se enuncian a continuación:

1.4.1. Objetivo general

El objetivo general es diseñar y evaluar un sistema de gestión y coordinación de recursos energéticos e hídricos para un conjunto de micro-redes agua-energía. Este sistema incluye la minimización de los costos de operación, junto con promover la cooperación entre micro-redes para satisfacer las demandas eléctricas e hídricas de manera sustentable.

1.4.2. Objetivos específicos

A modo de focalizar la investigación, los objetivos específicos a alcanzar se enuncian a continuación:

1. Diseñar un modelo para micro-redes agua-energía, el cual permita su control mediante un sistema de gestión de agua y energía.
2. Generar modelos predictivos de tipo Takagi & Sugeno (TS) para demanda y generación eléctricas, y comparar su desempeño con modelos tradicionales autorregresivos (AR).
3. Generar perfiles de demanda hídrica utilizando la técnica de cadenas de Markov, para luego construir modelos predictivos de tipo TS, y compararlos con modelos AR.
4. En base a los modelos predictivos derivados, diseñar y evaluar un sistema de gestión de agua y energía utilizando control predictivo basado en modelos.

1.5. Estructura de la tesis

El trabajo de tesis está dividido en los siguientes capítulos:

- **Capítulo 1:** Este capítulo realiza una introducción al trabajo, que explica las motivaciones, y presenta las hipótesis y objetivos de la investigación.

- **Capítulo 2:** Se presentan las técnicas de control y modelamiento que utiliza esta investigación para el diseño del sistema de gestión de agua y energía.
- **Capítulo 3:** Se presenta una revisión del estado del arte en sistemas de gestión de agua-energía, estudiando sus propuestas y casos de implementación.
- **Capítulo 4:** En este capítulo se presenta el modelamiento de los componentes eléctricos e hídricos de la micro-red agua-energía, presentando además el sistema de control encargado de la gestión de agua y energía de un conjunto de micro-redes.
- **Capítulo 5:** Este capítulo presenta al detalle el caso de estudio en el cual se implementa el sistema de gestión de agua y energía, estudiando distintos escenarios de simulación.
- **Capítulo 6:** Este capítulo presenta las conclusiones obtenidas de la realización de este trabajo, así como la extensibilidad de la investigación para trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se presentan las técnicas de modelamiento y control utilizadas como base para el desarrollo del sistema de gestión de agua y energía propuesto. En línea con los objetivos de la tesis, el capítulo empieza presentando un algoritmo basado en cadenas de Markov para la generación de perfiles de demanda hídricos, dada la no disponibilidad de mediciones de consumo hídrico durante el desarrollo de la investigación. Luego, se introducen los modelos predictivos a utilizar para aproximar las generaciones eléctricas y demandas eléctricas e hídricas por cada micro-red agua-energía. En concreto, se introducen los modelos autorregresivos lineales y los modelos difusos de tipo Takagi & Sugeno, con el fin de realizar una comparación de desempeño entre ambas estructuras. Estos modelos se utilizan en el diseño del sistema de gestión de agua y energía, el cual utiliza la técnica de control predictivo basado en modelos, por lo que se introducen los fundamentos de dicha técnica. El capítulo finaliza presentando un resumen y discusión de las herramientas presentadas.

2.1. Cadenas de Markov de estado binario

Una cadena de Markov se puede utilizar para generar datos sintéticos que reflejen el comportamiento dinámico de una determinada variable. Existen aplicaciones donde se han usado cadenas de Markov de primer orden para generar datos sintéticos de ocupación de edificios [14], velocidad del viento [18] y consumo de agua [19]. Sin embargo, estas aplicaciones usan datos de mediciones de la variable en cuestión para determinar los parámetros de las cadenas de Markov, lo que presenta una dificultad al tratar de implementarlas cuando no se tienen datos disponibles. Esta problemática se presenta en esta investigación, pues no se dispone de mediciones de consumo hídrico, y por lo tanto, se dificulta la implementación de una cadena de Markov y el diseño de modelos de demanda hídrica para ser usados en un sistema de gestión de agua y energía.

Las cadenas de Markov pueden simular la dinámica del comportamiento de una persona en un cierto instante [20]. De esta forma, si se toman supuestos adecuados sobre el comportamiento de un individuo al consumir agua, es posible determinar las probabilidades de transición de estados (parámetros) de una cadena de Markov sin utilizar datos de consumo. En uno de los casos de estudio presentados en [21], por ejemplo, se estiman las probabilidades de transición de una cadena de Markov de forma empírica, observando el comportamiento de los datos y estimaciones realizados en [14] para simular la ocupación de oficinas, en el contexto de diseño de sistemas de control para climatización.

Siguiendo las propuestas presentadas en [14] y [21], se ha utilizado una cadena de Markov para simular consumo hídrico. En particular, se considera una cadena de Markov homogénea de primer orden con estado binario para simular el consumo hídrico de un individuo, donde el estado puede tomar los valores 0 (no hay consumo) o 1 (hay consumo).

Una cadena de Markov es un proceso estocástico que actualiza instante a instante el valor de un estado en tiempo discreto $X(k)$ ($k = 0, 1, 2, \dots$), utilizando probabilidades de transición de estados y valores que el estado tomó anteriormente. Suponiendo un estado discreto X que puede tomar valores en un conjunto $I = \{0, 1, 2, \dots\}$, la probabilidad de transición p_{ij} para que el nuevo valor del estado sea j , dado que el valor actual es i , se define como muestra (2.1) [14]:

$$P\{X(k+1) = j | X(k) = i\} = p_{ij}(k), \quad \forall i, j \in I \quad (2.1)$$

Estas probabilidades de transición se agrupan en la matriz de transición de probabilidades P (o matriz de transición), la cual, para un estado discreto que puede tomar los valores $I = \{0, 1, \dots, n\}$, tiene la forma presentada en (2.2) [14]:

$$P(k) = \begin{bmatrix} p_{00}(k) & p_{01}(k) & \dots & p_{0n}(k) \\ p_{10}(k) & p_{11}(k) & \dots & p_{1n}(k) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n0}(k) & p_{n1}(k) & \dots & p_{nn}(k) \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Cuando una cadena de Markov es homogénea, las probabilidades son independientes del tiempo (valores fijos), por lo que se tiene que $p_{ij}(k) = p_{ij} \forall k \geq 0$. Esta matriz de probabilidades fijas cumple la propiedad de que la suma de los elementos de una fila resulta en 1. Matemáticamente, esto se expresa de acuerdo a la expresión presentada en (2.3):

$$\sum_{j \in I} p_{ij} = 1, \quad \forall i \in I \quad (2.3)$$

Si además el estado utilizado en la cadena es binario, donde solo puede tomar los valores 0 o 1, la matriz de transición P para una cadena de Markov homogénea con estado binario tiene la forma general presentada en (2.4):

$$P = \begin{bmatrix} p_{00} & p_{01} \\ p_{10} & p_{11} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

En este caso, la propiedad (2.3) se expresa como las ecuaciones (2.5) y (2.6):

$$p_{00} + p_{01} = 1 \quad (2.5)$$

$$p_{10} + p_{11} = 1 \quad (2.6)$$

En adición a lo anterior, el orden de la cadena de Markov tiene relación con la cantidad de valores anteriores del estado que influyen en el cálculo del nuevo valor. Para este caso, una cadena de Markov de primer orden implica que el nuevo valor del estado depende de la medición del valor del estado en el instante anterior. La Figura 2.1 muestra un diagrama

para ilustrar las posibles transiciones de estado en una cadena de Markov de estado binario.

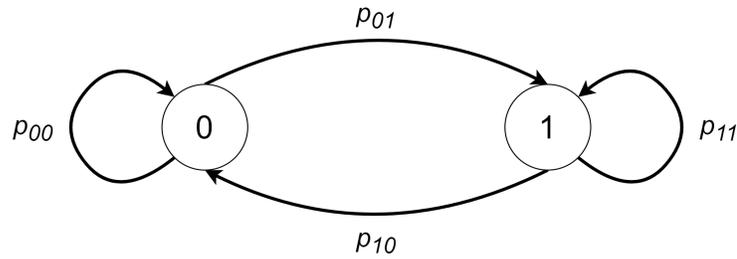


Figura 2.1: Transiciones en una cadena de Markov de estado binario.

Para ejecutar la cadena de Markov, se realiza un experimento en el cual un número aleatorio N_r (generado por una distribución uniforme entre 0 y 1) se compara con las probabilidades de transición, para así decidir si el estado cambia o no su valor al pasar al instante siguiente. En este trabajo, las transiciones de estado se estudian de acuerdo a si el siguiente valor que el estado toma es 0, por lo que las probabilidades p_{00} y p_{10} se utilizan como umbrales para que una transición ocurra. El Algoritmo 1 muestra la ejecución de la cadena de Markov para una generación de N_d datos sintéticos.

Algoritmo 1: Ejecución de una cadena de Markov

```

1 inicializar Estado inicial en  $X(0) = 0$ ;
2 definir Matriz de transición  $P$ ;
3 definir Cantidad de datos a generar  $N_d$ ;
4 para  $k = 0, 1, \dots, N_d$  hacer
5   Medir estado actual  $X(k)$ ;
6   si  $X(k) = 0$  entonces
7      $p \leftarrow p_{00}$ ;
8   en otro caso
9      $p \leftarrow p_{10}$ ;
10  fin
11   $N_r \leftarrow$  Valor aleatorio generado de  $\mathcal{U}(0, 1)$ ;
12  si  $N_r > p$  entonces
13     $X(k + 1) = 1$ ;
14  en otro caso
15     $X(k + 1) = 0$ ;
16  fin
17 fin
  
```

2.2. Modelos autorregresivos lineales

Como se ha mencionado al inicio de este capítulo, en el diseño el sistema de gestión de agua y energía se necesitan caracterizar las dinámicas que describen las micro-redes agua-energía. Entre estas dinámicas, resultan relevantes las generaciones eléctricas y las demandas eléctricas e hídricas de cada micro-red, de las cuales se dispone de datos. Una primera forma de modelamiento de estas variables se puede realizar a través de modelos autorregresivos lineales (AR). Los modelos AR corresponden a modelos donde la predicción de una variable

se calcula como una combinación lineal de los valores que tomó en instantes anteriores. La estructura de estos modelos tiene la forma que se muestra en la ecuación (2.7) [15]:

$$\bar{y}(k) = a_1 y(k-1) + \dots + a_p y(k-p) + e(k) \quad (2.7)$$

donde $\bar{y}(k)$ es la salida del modelo, $e(k)$ es un ruido aditivo gaussiano de media 0, p es el regresor más antiguo (también llamado grado del modelo) y $\{a_i\}_{i=1}^p$ son los parámetros del modelo.

2.2.1. Identificación y optimización del modelo

El proceso de identificación de un modelo AR consiste en encontrar sus parámetros a partir de los datos medidos de entrada y salida del proceso a modelar. Para esto, los datos medidos se separan en conjuntos de entrenamiento, validación y test, donde el conjunto de entrenamiento es el que se utiliza para la identificación.

Los parámetros de un modelo AR se obtienen a partir del método de los mínimos cuadrados [16], donde se minimiza el error cuadrático medio (MSE) entre la salida global del modelo y los datos medidos de la salida del proceso a modelar. Suponiendo un conjunto de entrenamiento de D datos, el problema de optimización a resolver para encontrar los parámetros del modelo AR se presenta en (2.8):

$$\begin{aligned} \min_{\{a_i\}_{i=0}^p} \quad & MSE = \frac{1}{D} \sum_{k=1}^D [y(k) - \bar{y}(k)]^2 \\ \text{s.a.} \quad & y(k) = \sum_{i=1}^p a_i y(k-i) \end{aligned} \quad (2.8)$$

donde $y(k)$ corresponde a la medición de la salida del proceso en el instante k . De manera equivalente, se puede utilizar el RMSE (raíz cuadrada del MSE) como métrica para evaluar el proceso de identificación y de otros procesos que requieran evaluar el desempeño de los modelos.

Es posible encontrar el modelo AR que mejor aproxime la dinámica de los datos del proceso. Para esto se realiza una optimización de la estructura, donde se entrenan modelos AR con distintos grados, para luego ser evaluados con los datos del conjunto de validación. El mejor modelo es aquel que presente el menor RMSE de validación.

2.3. Modelos difusos de Takagi & Sugeno

Los modelos AR presentados anteriormente son de estructura lineal, lo cual puede presentar problemas a la hora de aproximar generación eléctrica y demandas eléctrica e hídrica debido a la no linealidad y complejidad de sus dinámicas [22] [23]. Por esta razón, es posible capturar el comportamiento de estas señales a través de modelos basados en inteligencia computacional, como los son los modelos difusos de Takagi & Sugeno.

2.3.1. Estructura y parámetros del modelo

Los modelos difusos de Takagi & Sugeno (TS) tienen una estructura simple basada en reglas difusas, y son capaces de representar sistemas no lineales complejos [16]. Considerando un vector de entradas $Z(k) = [z_1(k), \dots, z_p(k)]$, la r -ésima regla tiene la forma presentada en (2.9) [24]:

$$R_r: \text{ Si } z_1(k) \text{ es } F_1^r \text{ y } \dots \text{ y } z_p(k) \text{ es } F_p^r, \text{ entonces} \quad (2.9)$$

$$\hat{y}_r(Z(k)) = \theta_0^r + \theta_1^r z_1(k) + \dots + \theta_p^r z_p(k)$$

donde $\hat{y}_r(k)$ es la salida del modelo local de la regla r en el instante k , $\{\theta_i^r\}_{i=0}^p$ son los parámetros del modelo local (comúnmente lineal debido a su fácil uso en reglas difusas [16]), F_i^r es el conjunto difuso asociado a la entrada i en la regla r y $r = \{1, \dots, m\}$, con m el número de reglas del modelo. Comúnmente, a las funciones de pertenencia de los conjuntos difusos (donde se evalúan las entradas) se le denomina premisas o antecedentes, mientras que a los modelos locales se les denomina consecuencias.

La salida global del modelo se obtiene realizando una suma ponderada de todos los modelos lineales locales, donde cada uno representa un punto de operación diferente del sistema a modelar. Para un modelo TS con m reglas difusas, la salida global del modelo en el instante k corresponde a la ecuación (2.10) [25]:

$$\hat{y}(Z(k)) = \sum_{r=1}^m \beta_r(Z(k)) \hat{y}_r(Z(k)) \quad (2.10)$$

donde $\beta_r(Z(k))$ corresponde al grado de activación normalizado de la regla r al evaluarse el vector de entradas $Z(k)$, el cual se calcula mediante la ecuación (2.11):

$$\beta_r(Z(k)) = \frac{F^r(Z(k))}{\sum_{r=1}^m F^r(Z(k))} \quad (2.11)$$

En la ecuación anterior, $F^r(Z(k))$ corresponde al grado de activación (sin normalizar) de la regla r al evaluarse el vector de entradas $Z(k)$. Este se calcula según la ecuación (2.12):

$$F^r(Z(k)) = \prod_{i=1}^p \beta_{F_i^r}(z_i(k)) \quad (2.12)$$

donde $\beta_{F_i^r}(z_i(k))$ es la función de pertenencia de la entrada i al conjunto difuso F_i^r . En esta tesis se suponen funciones de pertenencia Gaussianas, por lo que dichas funciones tienen la forma que se presenta en la ecuación (2.13):

$$\beta_{F_i^r}(z_i(k)) = \exp\left(-\frac{(z_i(k) - \mu_{F_i^r})^2}{2\sigma_{F_i^r}^2}\right) \quad (2.13)$$

Este tipo de funciones están caracterizadas por su media $\mu_{F_i^r}$ y su desviación estándar $\sigma_{F_i^r}$, las cuales para el caso de los modelos TS, se les conoce como parámetros de las premisas. De forma análoga, a los parámetros $\{\theta_i^r\}_{i=0}^p$ de los modelos lineales locales se les llama parámetros de las consecuencias.

2.3.2. Identificación del modelo

El proceso de identificación de un modelo TS consiste en encontrar los parámetros de las premisas y de las consecuencias a partir de los datos medidos de entrada y salida del sistema que se busca representar. Para esto, al igual que en el caso de los modelos AR, los datos medidos se separan en entrenamiento, validación y test, donde el conjunto de entrenamiento es el que se utiliza para la identificación.

En el caso de los parámetros de las premisas, se busca agrupar los datos disponibles en clusters, que son agrupaciones de datos que comparten cierta similitud entre sí, reflejando los distintos puntos de operación que puede tener el sistema. Por dicha razón, se toma el supuesto de que el número de clusters coincide con el número de reglas difusas y que ambos representan distintos puntos de operación. El proceso de obtención de estos clusters se denomina Clustering, donde además se busca determinar la pertenencia de los datos a un cierto cluster. Al incorporar la lógica difusa, los datos pasan de pertenecer o no a un cluster en el caso convencional, a tener un grado de pertenencia a distintos clusters, por lo que en este caso se busca determinar el grado de pertenencia de los datos a todos los clusters mediante Clustering Difuso. La resolución de este problema se puede realizar a través de algoritmos de clustering como Fuzzy C-Means [26] o Gustafson-Kessel [27]. Finalmente, proyectando los clusters sobre cada entrada se encuentran los parámetros de las premisas $\mu_{F_i^r}$ y $\sigma_{F_i^r}$, y por ende, las funciones de pertenencia.

El siguiente paso es encontrar los parámetros de las consecuencias $\{\theta_i^r\}_{i=0}^p$. Esto se realiza mediante el método de los mínimos cuadrados [16], donde se minimiza el error cuadrático medio (MSE) entre la salida global del modelo y los datos medidos de la salida del proceso a modelar. Suponiendo un conjunto de entrenamiento de D datos, el problema de optimización a resolver para encontrar los parámetros de las consecuencias se muestra en (2.14):

$$\begin{aligned} \min_{\{\theta_i^r\}_{i=0}^p} \quad & MSE = \frac{1}{D} \sum_{k=1}^D [y(k) - \hat{y}(Z(k))]^2 \\ \text{s.a.} \quad & \hat{y}(Z(k)) = \sum_{r=1}^m \beta_r(Z(k)) \hat{y}_r(Z(k)) \\ & \hat{y}_r(Z(k)) = \sum_{i=1}^p \theta_i^r z_i(k) + \theta_0^r \end{aligned} \quad (2.14)$$

donde $y(k)$ corresponde a la medición de la salida del proceso en el instante k .

Una vez finalizado el procedimiento anterior, el modelo TS queda completamente identificado, y su desempeño puede ser evaluado mediante el RMSE (raíz cuadrada del MSE) entre la salida del modelo y los datos medidos del conjunto de test.

2.3.3. Optimización de la estructura del modelo

Cabe mencionar además, que es posible realizar un análisis de sensibilidad sobre la estructura del modelo, repitiendo el procedimiento de identificación varias veces para distintas configuraciones de entradas y reglas difusas. Todos estos modelos, luego de ser entrenados, son evaluados a través del MSE entre la salida del modelo y los datos medidos del conjun-

to de validación. El modelo con la estructura óptima será aquel que presente menor MSE de validación [16] [28]. De manera equivalente, se puede utilizar el RMSE como métrica de desempeño.

2.4. Control predictivo basado en modelos

Como se menciona en los objetivos de esta tesis (ver Sección 1.4), la meta del sistema de gestión de agua y energía es operar un conjunto de micro-redes agua-energía, minimizando los costos de operación eléctricos e hídricos totales. En este aspecto, una forma de abordar el problema es mediante el uso de la teoría de control óptimo, que se encarga de encontrar la acción de control que opera de mejor manera un sistema, mediante la optimización de una función de desempeño. Uno de los problemas de control óptimo más estudiados es el del Regulador Cuadrático Lineal (o Linear Quadratic Regulator, LQR en inglés), el cual, al optimizar una función de costos cuadrática $J(x, u)$ (donde x es el estado y u la acción de control), se obtiene una ley de control realimentada de la forma $u = -Kx$ que lleva un sistema lineal a una referencia de forma asintótica. La ganancia K que describe al controlador se obtiene a partir de la resolución de la ecuación algebraica de Ricatti (en estado estacionario) [29].

Si bien el control óptimo brinda beneficios como un diseño sistemático de estrategias óptimas de operación, además de un bajo costo computacional de funcionamiento, existen casos donde dichos beneficios son difíciles de alcanzar. Particularmente, uno de los problemas con los que se topa el control óptimo es al controlar un sistema que se encuentra sujeto a restricciones, donde no siempre se puede asegurar que la acción de control siga siendo óptima dentro del conjunto factible, además del hecho de que en general no es posible encontrar una ley de control analítica [17]. Esto es especialmente relevante en la gestión y coordinación de varias micro-redes agua-energía que se aborda en esta tesis, pues la operación está sujeta a múltiples restricciones, como por ejemplo la capacidad de los sistemas de almacenamiento de agua y energía, límites monetarios de compra a las redes principales, o la capacidad de uso de recursos naturales locales sin incurrir en sobreexplotación. Es aquí donde el control predictivo basado en modelos (o Model-based Predictive Control, MPC, en inglés) puede abordar esta problemática, pues las restricciones del sistema son incorporadas en el diseño a la hora de calcular la acción de control óptima.

La filosofía del MPC consiste en predecir el comportamiento futuro del sistema usando un modelo y mediciones (o estimaciones) del estado actual y una hipotética trayectoria futura (finita) de acciones de control, la cuales son utilizadas para optimizar una función de costos. Una vez se obtiene la secuencia de acciones de control óptima, se avanza al siguiente instante de tiempo y se repite el proceso usando nueva información sobre el estado del sistema [17].

La formulación del MPC clásico aborda problemas de control con sistemas lineales invariantes en el tiempo (o linear time invariant, LTI, en inglés), cuya dinámica está descrita por modelos de tiempo discreto. En particular, se considera un modelo discreto LTI en variables de estado, el cual se muestra en (2.15):

$$\begin{aligned} x(k+1) &= Ax(k) + Bu(k) \\ y(k) &= Cx(k) \end{aligned} \tag{2.15}$$

donde, para el instante k , $x(k) \in \mathbb{R}^{n_x}$ es el estado, $u(k) \in \mathbb{R}^{n_u}$ es la acción de control e $y(k) \in \mathbb{R}^{n_y}$ es la salida del sistema. Las matrices $A \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$, $B \in \mathbb{R}^{n_x \times n_u}$ y $C \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$ son constantes y agrupan los parámetros del sistema.

El sistema a controlar también está sujeto a restricciones lineales de operación, que en general afectan a los estados y las entradas. Estas restricciones se agrupan en la inecuación (2.16):

$$Fx(k) + Gu(k) \leq \mathbf{1} \quad (2.16)$$

donde, para n_c restricciones, $F \in \mathbb{F}^{n_c \times n_x}$, $G \in \mathbb{F}^{n_c \times n_u}$ y $\mathbf{1} = [1, \dots, 1]^T \in \mathbb{R}^{n_c}$.

El MPC clásico aborda el problema de regulación, el cual al igual que el LQR, busca llevar el sistema a una referencia asintótica mientras minimiza una función de costos. En el caso particular de llevar el estado al origen, se utiliza un costo cuadrático, el cual para cada instante k está definido por la ecuación (2.17):

$$J(x(k), u(k)) = x^T(k)Qx(k) + u^T(k)Ru(k) \quad (2.17)$$

donde $Q \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$ y $R \in \mathbb{R}^{n_u \times n_u}$ son las matrices de costos asociadas al estado y acción de control respectivamente. Para lograr llevar el estado a la referencia, el MPC considera un horizonte de predicción N en el cual se espera que el costo de operación sea el más bajo posible a lo largo de dicho horizonte. Para esto, se propone una secuencia de acciones de control futuras \vec{u} con las cuales se calculan las predicciones futuras del estado \vec{x} . Estos vectores están definidos en las ecuaciones (2.18) y (2.19) respectivamente:

$$\vec{u} = [u^T(k), \dots, u^T(k + N - 1)]^T \quad (2.18)$$

$$\vec{x} = [x^T(k), \dots, x^T(k + N)]^T \quad (2.19)$$

Entonces, para encontrar la secuencia de acciones de control óptima, se resuelve el problema de optimización presentado en (2.20), para el instante k :

$$\begin{aligned} \min_{\vec{x}, \vec{u}} \quad & J = \sum_{j=0}^{N-1} \left(x^T(k+j)Qx(k+j) + u^T(k+j)Ru(k+j) \right) + x^T(k+N)Px(k+N) \\ \text{s.a.} \quad & x(k) = x_k \\ & x(k+j+1) = Ax(k+j) + Bu(k+j) \\ & Fx(k+j) + Gu(k+j) \leq \mathbf{1} \\ & V_N x(k+N) \leq \mathbf{1} \\ & j = \{0, \dots, N-1\} \end{aligned} \quad (2.20)$$

donde J es la función de costos que representa el costo de operación acumulado a lo largo del horizonte de predicción N . Estos costos se separan en los costos de las secuencias futuras de control y estado hasta $k + N - 1$, más un costo sobre la predicción del estado en $k + N$. Esto ocurre porque al utilizar un horizonte de predicción N , se predice hasta el estado $x(k + N)$, que solo requiere de $u(k + N - 1)$ para su cálculo, en concordancia con la restricción basada en el modelo en variables de estado presentado en (2.15).

El costo asociado a la predicción del estado en $k + N$ se le conoce como costo terminal,

caracterizado por la matriz $P \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$. De la misma manera, este estado está sujeto a restricciones (también llamadas restricciones terminales), las cuales están caracterizadas por la matriz $V_N \in \mathbb{R}^{n_c \times n_x}$. Cabe además mencionar que el estado actual en el instante k se supone medible con valor x_k , razón por la que se agrega la restricción $x(k) = x_k$.

Resolver el problema de optimización de (2.20) da como resultado la secuencia de acciones de control óptima \bar{u}^* , que además genera la trayectoria óptima futura del estado \bar{x}^* . Estas dos secuencias son las que producen el valor óptimo del costo J^* .

Una vez resuelta la optimización para el instante k , se aplica la acción de control $u^*(k)$ (la primera de la secuencia \bar{u}^*) al sistema a controlar. Este procedimiento se va repitiendo instante a instante, resolviendo la optimización cada vez. Todo el procedimiento que realiza el MPC se resume en el Algoritmo 2.

Algoritmo 2: Control Predictivo Clásico

- 1 **inicializar** estado inicial $x_k = x(0)$;
 - 2 **para** $k=1,2,\dots$ **hacer**
 - 3 **actualizar** medición de x_k ;
 - 4 Resolver el problema de optimización (2.20);
 - 5 Aplicar acción de control óptima $u^*(k)$ al sistema a controlar;
 - 6 **fin**
-

2.5. Resumen y discusión

Este capítulo presenta las técnicas de modelamiento y control a utilizar para el diseño del sistema de gestión de agua y energía propuesto para micro-redes agua-energía. El capítulo comienza describiendo el algoritmo de cadenas de Markov de estado binario, que en esta tesis se utiliza en la generación de perfiles de demanda hídricos. Esto se realiza porque no se tiene disponibilidad de mediciones de consumo para la construcción de modelos predictivos de demanda hídrica.

El capítulo continúa introduciendo las estructuras de modelos a utilizar en el modelamiento de generación eléctrica y demanda eléctrica e hídrica, como parte del diseño del sistema de gestión de agua y energía propuesto. Primero se presentan los modelos autorregresivos lineales, que consisten en una estructura lineal simple para aproximar los datos de las señales de generación y demanda. Luego se presentan los modelos difusos de Takagi & Sugeno, que son capaces de incorporar comportamientos no lineales del sistema a aproximar. El comportamiento no lineal que poseen las demandas y generaciones presenta un ambiente adecuado para estos modelos difusos, por lo que se espera que tengan mejor desempeño que los modelos lineales.

El capítulo finaliza presentando los fundamentos de la técnica de control predictivo basado en modelos, cuya aplicación es adecuada para el diseño de un sistema de gestión de agua y energía para un conjunto de micro-redes agua-energía. Esto se debe a que la operación de micro-redes en general está sujeta a múltiples restricciones de tipo monetarias, operación de equipos o uso de recursos naturales locales. Considerando ese contexto, el control predictivo puede incorporar las restricciones en su diseño para el cálculo de la acción de control óptima.

Habiendo presentado las herramientas a utilizar en esta tesis, el siguiente capítulo realiza una revisión bibliográfica referente a sistemas de gestión de agua y energía en el contexto de las micro-redes agua-energía.

Capítulo 3

Estado del Arte

En este capítulo se presenta una revisión del estado del arte referente a las micro-redes agua-energía y su control mediante sistemas de gestión de agua y energía. El capítulo inicia presentando una introducción al concepto de micro-red agua-energía y su operación, para luego hacer una revisión de trabajos referentes a sistemas de gestión de energía y sistemas de gestión de agua y energía, mencionando sus diferencias con respecto a este trabajo de tesis. El capítulo finaliza presentando una discusión de los trabajos presentados.

3.1. Micro-redes agua-energía

El concepto de micro-red ha sido definido por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) como “un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos que actúa como una sola entidad controlable con respecto a la red principal” [11], por lo que se presenta como una forma de poder agrupar y gestionar adecuadamente los recursos energéticos locales para satisfacer la demanda eléctrica, a la vez que se intenta sortear los problemas de disponibilidad que presente la red eléctrica principal. El uso de micro-redes ha sido ampliamente estudiado y utilizado en los últimos años, presentándose como una solución eficiente del uso de la energía eléctrica en lugares de difícil acceso y alejados de grandes centros urbanos. En estos lugares se tiene una muy baja confiabilidad de la red eléctrica principal para cumplir con las demandas locales, ocurriendo interrupciones del servicio con bastante más frecuencia que en el caso de una gran ciudad. En ese aspecto, las micro-redes proveen varias ventajas, entre las que se encuentran [30]:

- Mejora de la estabilidad de la red eléctrica al integrar micro-redes.
- Aumento de la eficiencia por la reducción de pérdidas de potencia asociadas a la transmisión y distribución.
- Facilidad para la integración de sistemas de generación de energía renovable.
- Capacidad de *plug-and-play*, permitiendo que una micro-red funcione conectada a la red o de forma aislada.

La energía también se ve impactada por actividades relacionadas al uso del agua. Esto ocurre debido al efecto en procesos hídricos que requieren energía, como la extracción y distribución del agua a través de bombas eléctricas, o los procesos involucrados en una planta de tratamiento de aguas [1] [12]. Esto impulsa la expansión del concepto de micro-red al de micro-red

agua-energía, en donde el agua tiene un rol fundamental en la gestión de cargas eléctricas, y donde las interdependencias entre agua y energía son co-optimizadas [13]. Esto permite considerar sistemas de almacenamiento de agua (como estanques) y la presencia de demanda hídrica asociada a distintos fines, como por ejemplo agricultura o consumo doméstico. La Figura 3.1 presenta un ejemplo de micro-red agua-energía, donde esta puede interactuar con otras micro-redes y con las redes eléctricas y de agua potable.

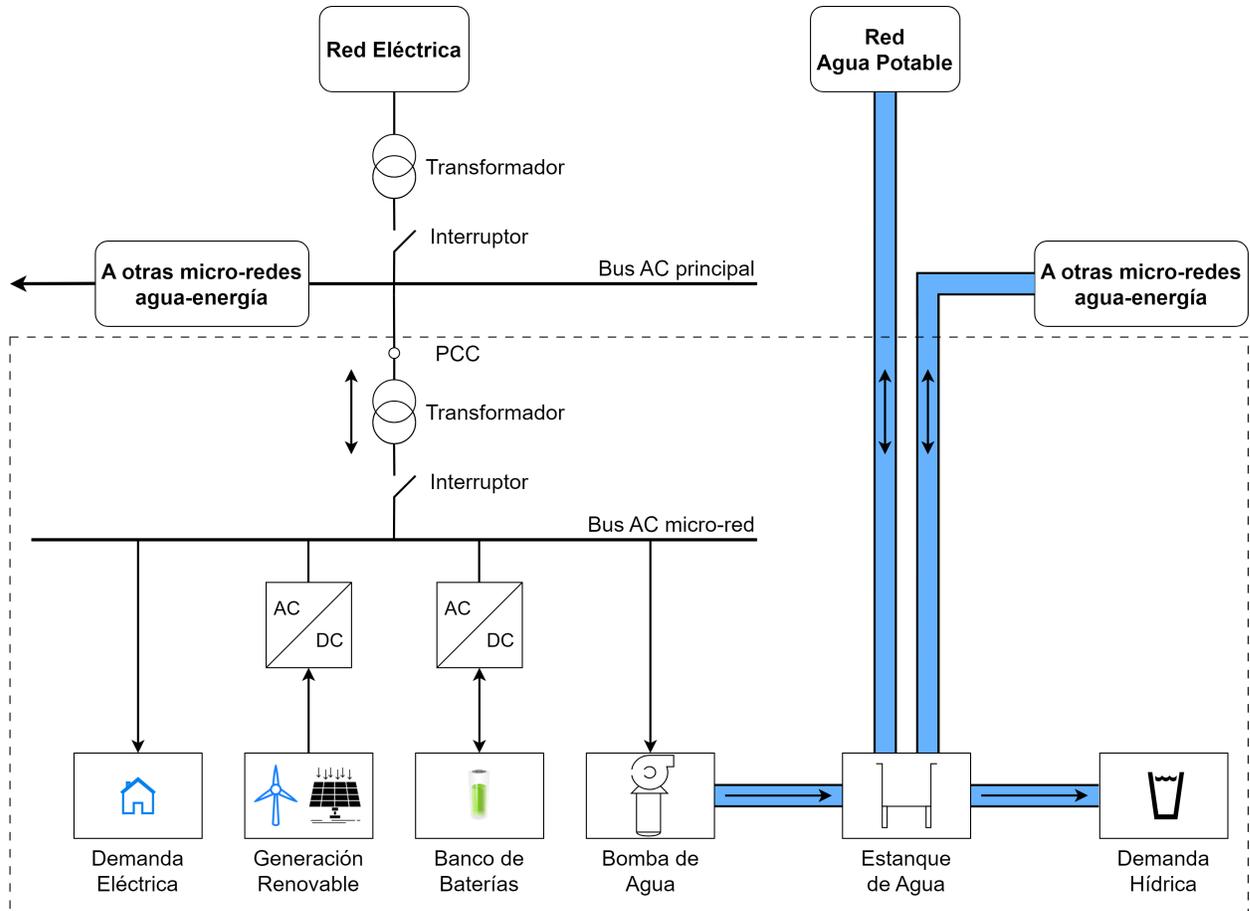


Figura 3.1: Ejemplo de micro-red agua-energía.

La operación de micro-redes en general se realiza mediante sistemas de control. En cuanto al diseño de estos sistemas, [30] menciona el uso de métodos jerárquicos de control como el diseño más común de control de micro-redes. Si se estudia el sistema de control de acuerdo a sus funcionalidades y los tiempos de operación, existe una separación en tres diferentes niveles de control: primario, secundario y terciario. El nivel primario se encarga de mantener la estabilidad de voltaje y frecuencia, y asegurando que la transferencia de potencia entre recursos energéticos distribuidos sea apropiada. Este nivel tiene el tiempo de operación más rápido de todos los niveles. En el caso del nivel secundario, su tarea es mitigar las desviaciones de voltaje y frecuencia causadas por el nivel primario. De esta forma, ayuda a sincronizar las distintas unidades dentro de la micro-red entre sí y con la red eléctrica principal, de estar disponible. En este nivel también se puede realizar despacho económico óptimo. El nivel secundario tiene un tiempo de operación más lento que el nivel primario. El nivel de control de mayor jerarquía es el nivel terciario, que tiene la operación más lenta de todos los niveles. En este nivel se realiza la coordinación entre la micro-red y la red eléctrica principal para resolver

el problema de la gestión de energía. El sistema de control en el nivel terciario también se le conoce como sistema de gestión de energía (o Energy Management System, EMS, en inglés). Para el caso de micro-redes agua-energía abordadas en esta tesis, se considera la gestión de agua y energía mediante un control en el nivel terciario, también conocido como sistema de gestión de agua y energía (o Energy-Water Management System, EWMS, en inglés).

El sistema de control de las micro-redes también se puede estudiar desde el punto de vista de la comunicación entre controladores y micro-redes. En este caso, [30] menciona tres tipos de estrategias: centralizado, descentralizado y distribuido. La estrategia centralizada considera un solo controlador central que se encarga de la operación de todas las unidades dentro de la micro-red, considerando datos de operación comunicados por cada unidad. Esta estrategia puede alcanzar una operación óptima global de toda la micro-red, pero requiere una buena red de comunicación entre las unidades. Contingencia o desconexiones inesperadas en la red pueden comprometer la operación de la micro-red [31]. Por otra parte, una estrategia descentralizada considera que cada unidad dentro de la micro-red tiene su controlador para operación. Estos controladores no comparten información entre sí, por lo que no requieren una red de comunicaciones. Esto, sin embargo, no asegura una operación global óptima de la micro-red [32]. La estrategia distribuida recoge características de las estrategias centralizada y descentralizada, considerando múltiples controladores locales que comparten información entre sí acerca de la operación de las unidades dentro de la micro-red. De esta forma, se considera el comportamiento global de toda la micro-red. Los beneficios de esta estrategia consideran robustez ante problemas de comunicación y capacidad de *plug-and-play* [33]. En esta tesis se realiza un primer acercamiento de la coordinación de micro-redes agua-energía, donde se integra el efecto del agua en la energía y la optimización conjunta de ambas. Por dicha razón, se considera una estrategia centralizada para el sistema de gestión de agua y energía (EWMS).

3.2. Sistemas de gestión de energía

Como se ha mencionado en la sección anterior, la propuesta de esta tesis considera un sistema de gestión de agua y energía para un conjunto de micro-redes agua-energía, planteado como un control de micro-redes centralizado en el nivel terciario. A continuación se realiza una revisión de trabajos con distintas propuestas de sistemas de gestión de energía y de agua y energía para micro-redes, junto con las diferencias presentes con esta propuesta de tesis.

En [34] se propone un sistema de gestión de energía (EMS) diseñado con la técnica de control predictivo (MPC). Este sistema de control utiliza una configuración centralizada, que atiende la demanda y coordinación de un conjunto de micro-redes. Esta configuración de operación permite la compra de energía desde la red a través del operador de distribución (o Distribution Network Operator, DNO, en inglés), así como el intercambio de energía entre dichas micro-redes si es que algunas de estas no pueden cubrir su demanda local.

La estructura de este EMS presenta un nivel superior, donde un MPC se encarga de determinar la potencia que cada micro-red debería intercambiar con la red principal para su funcionamiento óptimo, y un nivel inferior, donde un controlador local por reglas se encarga de gestionar los sistemas de almacenamiento de energía (o Energy Storage Systems, ESS en inglés), que en este caso corresponden a bancos de baterías. La Figura 3.2 muestra el EMS

centralizado propuesto en [34], donde se destaca el controlador predictivo en el nivel superior, que calcula las potencias de cada micro-red a consumir de la red principal, y un controlador por reglas a nivel local (nivel inferior) para cada micro-red, que gestiona el uso del banco de baterías correspondiente.

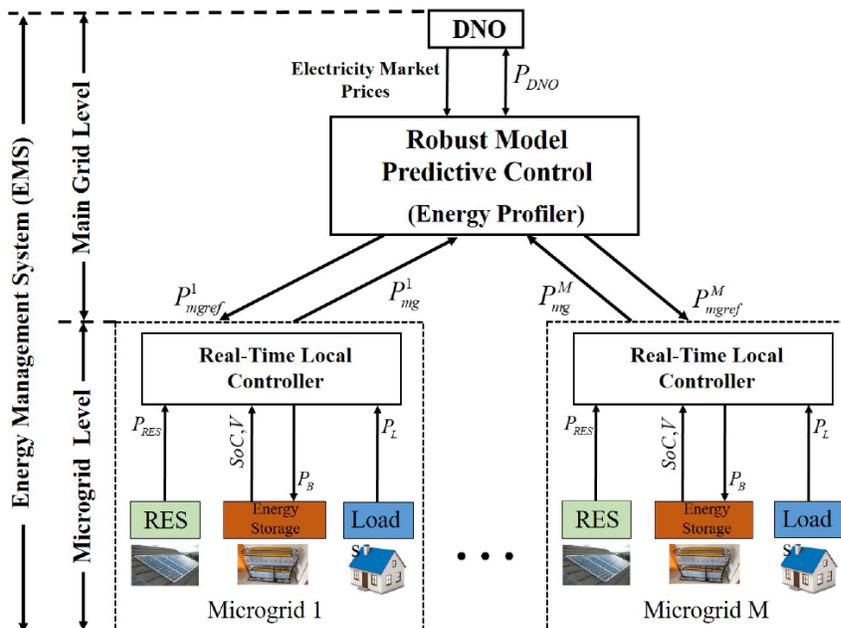


Figura 3.2: EMS centralizado para operación y coordinación de micro-redes. Extraído de [34].

Este trabajo está formulado como un sistema de gestión y coordinación de energía para múltiples micro-redes. En la propuesta de esta tesis, donde se estudia la gestión y coordinación de agua y energía de múltiples micro-redes agua-energía, el concepto se expande al incluir las interrelaciones entre agua y energía, conservando la estructura de nivel superior e inferior del EMS.

Otra propuesta de gestión y coordinación de múltiples micro-redes se presenta en [35], donde la propuesta considera dos niveles de optimización: un nivel local por cada micro-red, y un nivel global que considera todo el conjunto de micro-redes. En el nivel local, un EMS por micro-red busca satisfacer la demanda local utilizando todos los recursos energéticos disponibles, donde se utiliza generación distribuida, sistemas de almacenamiento, además de compra y venta de potencia a la red eléctrica principal. Se considera además la clasificación de cargas en sensibles y no sensibles. En eventos de baja generación de potencia, con el fin de mantener el balance de potencia en la micro-red, el EMS puede decidir desconectar las cargas no sensibles. Toda esta información es enviada al nivel global, donde un nuevo EMS realiza la coordinación, donde se decide la carga o descarga de los sistemas de almacenamiento de cada micro-red, así como compra y venta de energía entre micro-redes y compra y venta entre micro-redes y la red principal.

El trabajo presentado en [35] considera una optimización en dos niveles, donde el nivel local se encarga de la gestión de energía y de los sistemas de almacenamiento de la micro-red solo considerando los recursos locales y el intercambio con la red principal, dejando la coor-

dinación y el intercambio entre micro-redes al nivel superior. En esta tesis con micro-redes agua-energía, la gestión y coordinación es resuelta por el MPC en un solo nivel de optimización, recurriendo a un controlador por reglas para gestionar los sistemas de almacenamiento de energía y de agua. Otra diferencia es que la demanda eléctrica e hídrica en esta tesis agrupa consumo de tipo general, mientras que en [35] se clasifican los tipos de carga eléctrica.

Una estrategia de control cooperativo entre múltiples micro-redes se estudia en [36], donde se utiliza una estrategia distribuida para un conjunto de micro-redes. La información global del sistema utilizada por todos los controladores de la red distribuida es obtenida a partir de un algoritmo de consensus. Este algoritmo permite obtener los flujos de potencia que cada micro-red necesita seguir para asegurar el balance de potencia y un punto de operación óptimo. Esta propuesta permite una interacción entre micro-redes y entre el conjunto de micro-redes y la red eléctrica principal. La gestión de energía a nivel de micro-red consiste en mantener el flujo de potencia en una cierta referencia, dada por el algoritmo de consensus. Para esto, se manipula la potencia del banco de baterías de cada micro-red utilizando un controlador PI. A nivel global, se realiza una tarea similar, pero manteniendo el flujo de potencia entre la red eléctrica principal y el conjunto de micro-redes, nuevamente utilizando un controlador PI.

Las principales diferencias con este trabajo de tesis radican en el uso de las estrategias de control. En particular, [36] utiliza una estrategia distribuida con un algoritmo de consensus y controladores PI a nivel local y global para la gestión de energía de múltiples micro-redes. Esta tesis considera una estrategia centralizada con un MPC en el nivel global y controladores por reglas a nivel local para la gestión de agua y energía para múltiples micro-redes agua-energía. Dado que el estudio está enfocado en la integración del agua y su efecto en la energía, no se utilizan algoritmos de consensus.

3.3. Sistemas de gestión de agua y energía

En cuanto a la gestión de agua y su influencia en la energía, existen diversas propuestas en la literatura. En [37] se propone el uso de un sistema de gestión de agua y energía (o Energy-Water Management System, EWMS, en inglés) basado en control predictivo, el cual busca mejorar el rendimiento del nexo agua-energía-alimentos. Dicho sistema está orientado a la gestión del riego de cultivos, y para ello el EWMS fue desarrollado con un EMS que funciona a corto plazo y un WMS (Water Management System) que funciona a mediano plazo, ambos acoplados. La Figura 3.3 presenta un diagrama del EWMS utilizado.

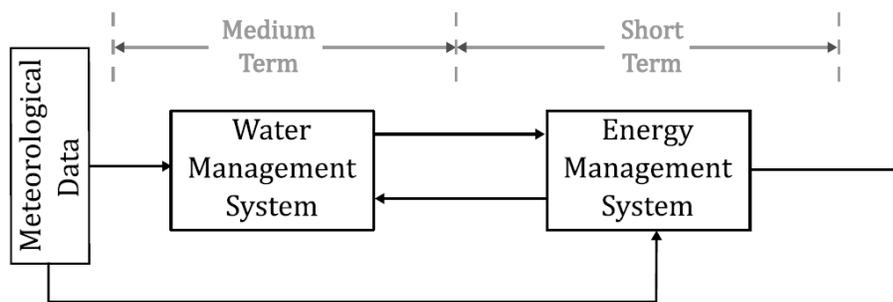


Figura 3.3: EWMS para riego de cultivos. Adaptado de [37].

El funcionamiento consiste en que el WMS, mediante un MPC que recoge información sobre variables meteorológicas, determina el volumen de agua requerido para que los cultivos tengan un desarrollo óptimo, considerando restricciones asociadas al agua disponible, así como condiciones para el crecimiento y nutrición adecuados de lo que se está cultivando. Una vez obtenido este volumen, se ingresa como señal de referencia al EMS, el cual utiliza otro MPC que se encarga de la gestión óptima de los recursos energéticos para distintos propósitos, como lo son el consumo de bombas eléctricas que extraen el agua necesaria para los cultivos, la carga y descarga de baterías, y también de la energía que se compra o vende a la red principal, de ser necesario.

Por su parte, el WMS usa como configuración central un sistema hidrológico con múltiples pozos conectados a un acuífero, de los cuales bombas eléctricas extraen agua y la envían hacia un estanque de acumulación. Desde este estanque se provee a los cultivos de la cantidad de agua que requieren para su desarrollo. La Figura 3.4 presenta una configuración con 2 pozos, 2 bombas eléctricas y 2 estanques. En esta se puede ver que cada pozo tiene asociados una bomba y un estanque, destinados a suplir de agua a distintos tipos de cultivos.

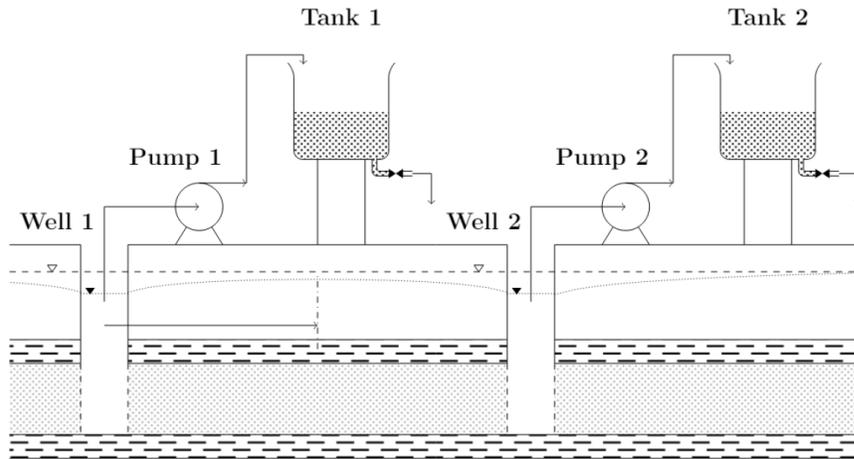


Figura 3.4: Sistema hidrológico para riego de cultivos. Adaptado de [37].

La aplicación presentada en [37] considera un sistema de gestión de agua acoplado a un sistema de gestión de energía, pues su aplicación a cultivos requiere que funcionen a distintos horizontes de predicción y a distintos tiempos de muestreo. En el caso de la propuesta de esta tesis, el sistema de gestión de agua y energía está integrado en el MPC del EWMS, funcionando con un mismo tiempo de muestreo. Esto, pues se considera una operación destinada a múltiples micro-redes que agrupan viviendas.

La investigación realizada en [38] muestra el desarrollo de un EWMS para la gestión de un complejo de edificios residenciales y administrativos, cada uno con distintos requerimientos de agua y energía, los cuales en conjunto son modelados como una micro-red agua-energía. En particular, el sistema implementado busca gestionar el consumo de energía de la micro-red, conformado por el consumo eléctrico destinado a la iluminación y regulación de temperatura de cada edificio, y el consumo de agua que cada edificio pudiera necesitar. El agua destinada al consumo se mueve a todos los edificios mediante un sistema de bombas y tuberías que conectan un estanque principal con cada edificio. El sistema de gestión de energía correspon-

de a un controlador centralizado que calcula la cantidad de energía y agua necesaria para satisfacer las demandas de cada edificio dentro de la micro-red.

El trabajo propuesto en [38] realiza el estudio sobre una sola micro-red con demandas eléctricas asociadas a iluminación y temperatura interna de edificios, así como sus demandas hídricas asociadas. Se realiza una comparación más detallada a nivel de micro-red comparado con este trabajo de tesis. En particular, en esta tesis se estudia la demanda y generación desde un punto de vista más general, considerando la capacidad de cooperación entre múltiples micro-redes.

Dentro de las aplicaciones de EWMS, también se suelen probar otras metodologías que permitan que el sistema de control considere en su diseño diferentes escenarios de la demanda eléctrica. Es así como en [39] se propone un EWMS que compara la gestión de energía en una micro-red agua-energía de forma determinística y de forma estocástica. La modelación en este trabajo para la parte hídrica considera una planta de tratamiento de agua, que puede desalinizar y/o potabilizar agua proveniente de lluvias o de zonas cerca del océano donde solo se puede obtener agua salada. En el caso de la parte eléctrica, se considera la cantidad de energía renovable a instalar como una variable a determinar.

La metodología de este trabajo considera dos etapas de optimización: la primera etapa optimiza la cantidad de energía renovable a instalar en la micro-red para cumplir la demanda eléctrica, y la segunda etapa minimiza los costos del tratamiento de aguas para conseguir agua potable. El problema determinístico consiste en resolver la optimización para distintos escenarios de manera independiente, mientras que el problema estocástico utiliza todos los escenarios del problema determinístico, de manera equiprobable.

En cuanto a las diferencias con este trabajo de tesis, la investigación de [39] estudia la gestión de agua y energía considerando un dimensionamiento de la energía renovable a instalar, y todos los posibles escenarios de consumo que pudiera tener la zona. El acercamiento realizado en esta tesis es determinístico, utilizando datos de generación y demanda para la gestión de agua y energía. Por lo mismo, se supone que ya existe energía renovable instalada.

La propuesta en el estudio realizado en [40] aborda el balanceo de los costos de operación de un conjunto de micro-redes. En particular, se considera un sistema de múltiples micro-redes agua-energía como parte de una modelación con enfoque en el nexo agua-energía (el cual es nombrado como Micro Water-Energy Nexus, MWEN). El nexo MWEN se busca controlar mediante un sistema de gestión de agua y energía centralizado (un EWMS), el cual permite comprar o vender potencia eléctrica a la red eléctrica principal, y solo permite la compra de agua a la red de agua potable. El agua comprada se destina al consumo de cada micro-red, así como para la generación de hidrógeno por medio de electrólisis. Esto dota al sistema de un tipo de almacenamiento por hidrógeno, en adición a los bancos de baterías típicamente usados.

El EWMS propuesto resuelve un problema lineal mixto, tratando de minimizar los costos de operación combinados de todas las micro-redes utilizadas, que consideran costos asociados a potencia comprada y vendida, así como agua comprada. Como el problema resuelto es lineal, se obtienen múltiples soluciones óptimas, que si bien suponen que el costo de operación global es mínimo, no aseguran que el costo de operación individual por micro-red también

sea mínimo. Por esa razón se introduce un Algoritmo de Intercambio Proporcional (del inglés Proportional Exchange Algorithm, PEA) que se ejecuta post-optimización, el cual tiene como objetivo tomar una solución óptima y ajustar los costos individuales por micro-red para que se parezcan entre sí, pero conservando el costo global de todo el sistema. En particular, lo que se realiza es un ajuste a partir del total de potencia exportada e importada (lo mismo aplica para la cantidad de agua comprada) a la potencia intercambiada que decide el EWMS para cada micro-red. A la vez que se balancean los costos de operación, el algoritmo también busca promover la cooperación entre micro-redes para satisfacer sus demandas.

El foco del trabajo presentado en [40] es presentar una estrategia de balance de costos debido a la resolución de un problema de optimización lineal mixto. En el caso del trabajo de tesis propuesto, la técnica de control predictivo a utilizar considera un problema de optimización con función de costo cuadrática y restricciones lineales, el cual asegura una solución global óptima.

3.4. Resumen y discusión

En este capítulo se realiza una introducción a las micro-redes agua-energía y una revisión bibliográfica de sistemas de gestión agua-energía y sus aplicaciones. En primer lugar, se presenta una definición de micro-red y sus beneficios de aplicación en lugares remotos de difícil acceso. En particular, el uso de micro-redes permite mejorar la estabilidad de la red eléctrica, reducir costos de transmisión y distribución de energía eléctrica, integración de recursos energéticos renovables a nivel local [30]. Sobre esta situación, es posible expandir el concepto de micro-red a micro-red agua-energía al considerar la existencia de un consumo hídrico y su impacto en el consumo eléctrico a través de sistemas de extracción y/o de tratamiento de agua [1] [12].

El uso de la micro-red agua-energía permite poder gestionar de forma simultánea el agua y la energía [13]. En línea con este punto, el capítulo continúa con una revisión bibliográfica sobre el uso de sistemas de control para gestionar el agua y la energía en micro-redes agua-energía. La revisión inicia con trabajos relacionados a sistemas de gestión de energía, donde el trabajo presentado en [34] propone un sistema de gestión de energía centralizado, basado en control predictivo, para múltiples micro-redes. Esta configuración puede ser expandida para la la gestión de agua y energía en micro-redes agua-energía, que es lo que se explora en este trabajo de tesis.

También se revisan los trabajos [35] y [36], donde se estudian sistemas de gestión y coordinación de múltiples micro-redes con una estrategia distribuida. En particular, se abordan técnicas como la optimización en dos niveles, uno para gestión y de energía y otro para coordinación entre micro-redes [35]. Otra propuesta se observa en el trabajo realizado en [36], que propone el uso de un algoritmo de consensus para determinar la gestión y coordinación de las micro-redes, junto con controladores PI para estabilizar los flujos de potencia entre micro-redes y la red principal. En el caso de esta tesis, se realiza un primera acercamiento de la gestión y coordinación de micro-redes agua-energía mediante una estrategia centralizada que utiliza control predictivo, la cual integra en su diseño el efecto del agua en la energía y la optimización conjunta de ambos recursos. Por esta razón, no se han utilizado estrategias más complejas en el sistema de control.

La revisión continúa con trabajos relacionados a la gestión de agua y energía, los cuales buscan realizar una gestión óptima de los recursos energéticos e hídricos disponibles. Los trabajos [37] [38], [39] y [40] presentan distintos casos de estudio de micro-redes agua-energía y la gestión de sus recursos. En general, los trabajos revisados para la gestión de agua y energía buscan optimizar costos de operación, los cuales pueden involucrar el uso de recursos energéticos e hídricos locales, así como importación y exportación desde las redes eléctrica y de agua potable.

En vista de los antecedentes presentados, en esta tesis se propone el diseño de un sistema de gestión de agua y energía para un conjunto de micro-redes agua-energía, que optimiza agua y energía de manera simultánea. La operación del sistema está sujeta a restricciones de operación de las micro-redes, razón por la cual se introduce el uso del control predictivo basado en modelos. Además, este sistema tiene la capacidad de coordinar las micro-redes, promoviendo la cooperación entre ellas a través del compartimiento de agua y energía. En el siguiente capítulo se presenta el modelamiento de las micro-redes agua-energía y la formulación del controlador predictivo para el sistema de gestión de agua y energía propuesto.

Capítulo 4

Sistema de Gestión y Coordinación de Micro-redes Agua-Energía

En este capítulo se presentan los modelos requeridos para el diseño del sistema de gestión de micro-redes agua-energía (denominado Energy-Water Management System, EWMS en inglés), el cual utiliza la técnica de Control Predictivo basado en Modelos (Model-based Predictive Control, MPC en inglés). El capítulo comienza describiendo los componentes de las micro-redes agua-energía en las Secciones 4.1 y 4.2, para luego presentar el controlador predictivo propuesto para el EWMS en la Sección 4.3. Luego, la Sección 4.4 describe la operación a lazo cerrado de un conjunto de micro-redes agua-energía. El capítulo finaliza con la Sección 4.5, presentando un resumen y discusión del modelamiento y sistema de control propuestos.

4.1. Micro-red agua-energía

La micro-red agua-energía es la unidad fundamental en la que se agrupan distintos componentes asociados a demanda y generación tanto eléctricas como hídricas. A continuación se presenta una definición breve del concepto de micro-red, así como los elementos que la componen.

4.1.1. Definición

Una micro-red es un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos que actúa como una sola entidad controlable con respecto a la red eléctrica principal, pudiendo operar conectada a esta red o de forma independiente, valiéndose solo de los recursos energéticos locales [11]. En el caso del presente estudio, las micro-redes se suponen instaladas en comunidades rurales parcialmente aisladas de centros urbanos, por lo que las cargas corresponden a viviendas que requieran de energía eléctrica para el uso de determinados servicios, tales como iluminación, electrodomésticos, entre otros. Los recursos energéticos corresponden al uso de paneles solares y/o turbinas eólicas para generación local de energía renovable. Adicionalmente, se supone que las micro-redes están conectadas a la red eléctrica principal, para cubrir los casos en que la generación renovable local no sea suficiente para cubrir la demanda en cada micro-red.

La inclusión de la parte hídrica aparece porque el uso de agua se vuelve relevante en la gestión de energía eléctrica debido a la presencia de equipos como bombas de agua y válvulas

alta como para que los flujos de potencia se muevan directamente entre barras y componentes. Adicionalmente se considera una conexión de la micro-red a una barra AC mediante un transformador y un interruptor [41]. Esta barra cumple la función de interconectar las micro-redes agua-energía con el fin de que puedan compartirse flujos de potencia de ser necesario. A su vez, esta barra de interconexión comunica las micro-redes con la red eléctrica principal (vía un transformador y un interruptor), permitiendo un intercambio de potencia entre el conjunto de micro-redes y la red eléctrica. Al igual que en el caso de los convertidores, se considera que los transformadores e interruptores no producen pérdidas de potencia al accionarse, permitiendo el flujo directo de potencia desde y hacia la micro-red.

En cuanto a la parte hídrica de la micro-red agua-energía (ver Figura 4.1), el estanque de agua posee todas las conexiones de agua entrante y saliente, como lo son el agua que extraen las bombas de agua (Q_p^i), el agua proveniente de la red de agua potable (Q_{buy}^i), la demanda hídrica (Q_L^i), y el agua que puede ser enviada o recibida de las otras micro-redes presentes en el sistema (Q_t^i). Se supone que todas las conexiones de tuberías tienen suficiente presión como para que exista una comunicación instantánea de los flujos.

Considerando lo anterior, los componentes de la micro-red agua-energía se caracterizan como sigue:

- **Demanda Eléctrica:** Demanda eléctrica asociada al quehacer doméstico en los hogares del sector que compone la micro-red. Se caracteriza por la potencia consumida P_L^i en $[W]$.
- **Generación Renovable:** Se supone la existencia de fuentes renovables de energía que alimentan a la micro-red, las cuales pueden corresponder, por ejemplo, a energía solar y/o eólica. Esta generación es caracterizada mediante la potencia eléctrica generada P_G^i en $[W]$.
- **Banco de Baterías:** El banco de baterías almacena energía generada no utilizada en la micro-red, y la libera al sistema en caso de que la energía generada no sea suficiente para cubrir la demanda. El banco de baterías se caracteriza por su energía almacenada E_B^i (en Wh), su potencia de carga/descarga P_B^i (en $[W]$) y su estado de carga SoC^i . La potencia P_B^i , cuando las baterías se están descargando, se asume positiva (se inyecta potencia al sistema), y cuando se están cargando, se asume negativa, de acuerdo al balance de potencia que se realizará más adelante. Todas estas variables interactúan en la evolución de la energía del banco de baterías, aproximada por la siguiente dinámica lineal [34]:

$$E_B^i(k+1) = E_B^i(k) - P_B^i(k) \cdot T_s \quad (4.1)$$

donde T_s es el tiempo de muestreo del sistema. Además, se puede suponer que la energía es dependiente del estado de carga de acuerdo a la ecuación (4.2):

$$E_B^i = E_B^{max,i} \cdot SoC^i \quad (4.2)$$

donde $E_B^{max,i}$ es la máxima energía que puede almacenar el banco de baterías. De esta forma, el banco de baterías solo se puede cargar o descargar de acuerdo a la energía almacenada que tiene actualmente. Luego, combinando las ecuaciones (4.1) y (4.2), la

dinámica de la energía en el banco de baterías resulta en la ecuación (4.3) [42]:

$$E_B^{max,i} \cdot SoC^i(k+1) = E_B^{max,i} \cdot SoC^i(k) - P_B^i(k) \cdot T_s \quad (4.3)$$

Cabe notar que la ecuación (4.3) no toma en cuenta las pérdidas y la eficiencia del banco de baterías al cargarse o descargarse. Se toma ese supuesto con el fin de usar una dinámica simple en un sistema de control. En adición a lo anterior, el estado de carga del banco de baterías tiene una limitación de sus valores. Esto se refleja mediante la siguiente restricción:

$$SoC^{min} \leq SoC^i \leq SoC^{max} \quad (4.4)$$

La limitación del estado de carga tiene como objetivo evitar la carga o descarga completa de las baterías, dando como resultado una mayor vida útil de los equipos.

Por su parte, la potencia del banco de baterías también está limitada en lo que se refiere a las potencias de carga y descarga instantáneas:

$$P_{chg}^{max,i} \leq P_B^i \leq P_{dischg}^{max,i} \quad (4.5)$$

Estas limitaciones dependen del estado de carga, y sus expresiones se aproximan por ecuaciones lineales determinadas empíricamente a partir de estimaciones de potencia del banco de baterías que se toman a nivel local de cada micro-red [34]:

$$P_{chg}^{max,i} = -\alpha_C P_B^{max,i} (1 - SoC^i) \quad (4.6)$$

$$P_{dischg}^{max,i} = \alpha_D P_B^{max,i} SoC^i \quad (4.7)$$

donde $P_B^{max,i}$ corresponde a la máxima potencia instantánea que puede soportar el banco de baterías, y es un valor dado por el proveedor. Las constantes α_C y α_D son parámetros sintonizables con el fin de operar el banco de baterías a capacidad completa o fracciones de esta. Por ejemplo, valores $\alpha_C = \alpha_D = 0,5$ reflejan una operación del banco de baterías a media capacidad. Para efectos de esta investigación se tomarán valores fijos de α_C y α_D para los experimentos.

- **Bomba de Agua:** Se asume que parte del agua utilizada para el consumo proviene de un acuífero, una reserva natural de agua. La extracción de esta agua se realiza a través de bombas eléctricas, las cuales mueven el agua desde pozos hacia la superficie. En este caso se supone una bomba de agua eléctrica que consume una potencia P_p^i en $[W]$. Adicionalmente, otras variables que caracterizan la bomba son el caudal de agua Q_p^i (en $[lt/s]$) que impulsa y la altura h^i (que en inglés se conoce como head gain, en $[m]$), que corresponde a la altura a la que la bomba debe mover el agua extraída del pozo, ya sea a nivel de superficie o a un sistema de almacenamiento, como lo sería un estanque de acumulación. Una explicación más detallada de estas y otras variables hídricas se realiza en la Sección 4.2.
- **Estanque de Agua:** El agua que se extrae de los pozos y el agua proveniente de la red de agua potable se acumula en el estanque de agua para su posterior gestión, con el fin de cumplir con la demanda hídrica de la micro-red y eventualmente apoyar al resto de micro-redes presentes en el sistema. El estanque de agua se caracteriza por el flujo

de agua neto del estanque Q_{Tank}^i (en $[lt/s]$) y el volumen de agua acumulado V_{Tank}^i (en $[lt]$). El flujo Q_{Tank}^i se asume positivo cuando el estanque se está llenando de agua, y negativo cuando se está vaciando.

- **Demanda Hídrica:** Además de una demanda eléctrica, también existe una demanda hídrica que cubrir, la cual está orientada a las distintas actividades del sector donde está instalada la micro-red. Esta demanda puede incluir consumo de agua doméstico y riego de cultivos, por ejemplo. La demanda hídrica se caracteriza por el caudal (flujo) de agua consumido, Q_L^i , en $[lt/s]$.
- **Agua Compartida:** Las micro-redes agua-energía también tienen la capacidad de compartir agua entre sí. Para modelar esto, se supone una conexión física de tuberías entre los estanques, donde cada micro-red puede enviar y recibir un flujo de agua Q_t^i , en $[lt/s]$.

Con la información que se tiene en la parte eléctrica de la micro-red agua-energía, se puede formular la potencia eléctrica neta de la micro-red como:

$$P_{mg}^i = P_L^i - P_G^i + P_p^i - P_B^i \quad (4.8)$$

donde P_{mg}^i corresponde a la potencia neta que la micro-red intercambia con la red principal (u otras micro-redes), P_L^i al consumo eléctrico doméstico, P_G^i a la generación renovable, P_p^i a la potencia consumida por la bomba eléctrica y P_B^i a la potencia asociada al banco de baterías.

En cuanto a la parte hídrica de la micro-red agua-energía, en la Sección 4.2 se establecen las relaciones entre los flujos de agua para estudiar los estanques, así como la transferencia de flujos de agua entre micro-redes y el enlace agua-energía formado por las bombas eléctricas.

4.2. Sistema de distribución de agua

El sistema de distribución de agua de la micro-red agua-energía propuesta considera el uso de bombas de agua eléctricas, estanques de acumulación de agua, un sistema de tuberías que interconecta los estanques de cada micro-red, y conexiones provenientes de la red de agua potable. La Figura 4.2 muestra el sistema de distribución para un caso con 3 micro-redes:

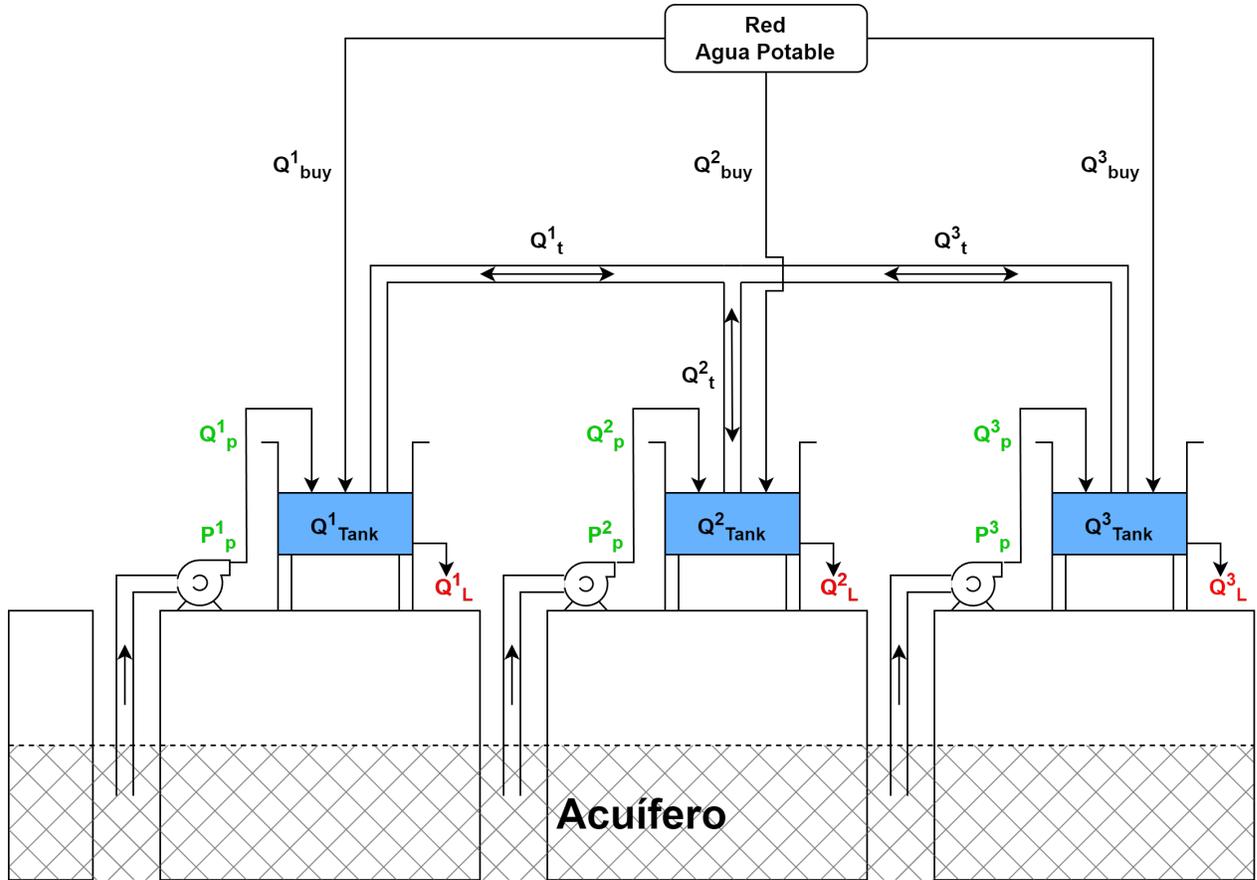


Figura 4.2: Sistema de distribución de agua.

En el diagrama de la Figura 4.2 se presentan bombas eléctricas que extraen agua de un acuífero (reserva natural subterránea), así como un sistema de tuberías que conecta estanques de agua asociados a cada micro-red. Para efectos de este trabajo se toma el supuesto de que el agua que se mueve por las tuberías lo hace a una presión suficiente como para que puedan comunicarse sin pérdidas en el camino y de forma instantánea. De esta forma, se omite en la modelación la presencia de bombas y de válvulas en el sistema de tuberías.

4.2.1. Dinámica de los estanques

Para cada micro-red agua-energía i , la bomba de agua extrae un caudal Q_p^i desde un pozo, el cual está conectado a un acuífero. Este caudal entra de forma directa al estanque. Por su parte, el estanque de agua debe cubrir una demanda Q_L^i , y además es capaz de compartir su agua acumulada con los otros estanques, enviando (recibiendo) un caudal Q_t^i (en $[lt/s]$) por una tubería, el cual puede representar agua que ingresa o agua que sale del estanque. También se agrega un caudal proveniente del agua potable Q_{buy}^i (en $[lt/s]$), en caso de que

la demanda hídrica de la micro-red no se vea cubierta y sea necesario comprar a la red de agua potable (se supone $Q_{buy}^i \geq 0$). Al reunir todos estos flujos de agua, se consigue el flujo de agua neto en el estanque Q_{Tank}^i , descrito en la ecuación (4.9):

$$Q_{Tank}^i = Q_p^i + Q_{buy}^i - Q_t^i - Q_L^i \quad (4.9)$$

donde Q_p^i y Q_{buy}^i son los flujos entrantes al estanque, y Q_t^i y Q_L^i son los flujos de agua salientes del estanque. Considerando este flujo neto, el volumen de agua en el estanque V_{Tank}^i puede calcularse a partir de la ecuación (4.10) [37]:

$$V_{Tank}^i(k+1) = V_{Tank}^i(k) + Q_{Tank}^i(k) \cdot T_s \quad (4.10)$$

donde T_s es el tiempo de muestreo utilizado en el sistema.

4.2.2. Caracterización de bombas eléctricas

La potencia P_p^i que consume la bomba eléctrica (en $[W]$) instalada en la micro-red agua-energía i depende del flujo de agua Q_p^i extraído del pozo (en $[lt/s]$), y se puede caracterizar a partir de la ecuación (4.11) [38]:

$$P_p^i = \frac{BQ_p^i h^i}{1000} \quad (4.11)$$

donde B es una constante asociada a las características del fluido que está impulsando la bomba y h^i es la altura en $[m]$ que el agua extraída por la bomba debe recorrer para llegar desde el pozo al estanque de acumulación. En particular, como el fluido que se está transportando es agua, la constante B tiene la siguiente expresión:

$$B = \rho_{H_2O} \cdot g \quad (4.12)$$

donde ρ_{H_2O} es la densidad del agua, estimada como $1000 [kg/m^3]$ y g es la aceleración de gravedad en la Tierra, estimada como $9,8 [m/s^2]$.

La ecuación (4.11) permite un funcionamiento de la bomba con caudal variable en cada instante de muestreo. Además, si se limita el caudal mínimo de extracción en $Q_p^{min} = 0$, la relación entre el caudal Q_p y la potencia eléctrica P_p permite suponer que la bomba está apagada cuando no se extrae agua, y encendida en caso contrario. Se supone además que la bomba proporciona la suficiente presión como para poder extraer agua del pozo sin incurrir en pérdidas de potencia.

En cuanto a la caracterización de la altura h^i que tiene que recorrer el agua, se considera el esquema presentado en la Figura 4.3 para el i -ésimo estanque. Sobre esta caracterización se han tomado distintos supuestos:

- a) El agua proveniente de los pozos (impulsada por las bombas) ingresa por el borde superior de los estanques.
- b) Los estanques están al mismo nivel de suelo entre sí. Lo mismo también se asume para los pozos.
- c) Los estanques de agua son cilíndricos, de radio basal r_{Tank} conocido e iguales para todas

las micro-redes. Luego, el volumen actual del estanque a un nivel h_{Tank} se calcula como:

$$V_{Tank} = \pi \cdot r_{Tank}^2 \cdot h_{Tank} \quad (4.13)$$

De esta manera, si se considera la capacidad del estanque como V_{Tank}^{max} , se puede obtener el nivel equivalente al borde superior $h_{Tank-max}$ usando (4.13).

- d) Los pozos de donde se extrae agua también son cilíndricos e iguales para todas las micro-redes, con r_p el radio de la sección transversal conocido. Al extraer agua de un pozo, ocurre un descenso s de su nivel con respecto a la superficie, el cual también puede ser afectado por la extracción de agua en otros pozos cercanos. El descenso se analiza en la Sección 4.2.3.
- e) La extracción de agua del pozo considera una tubería conectada a la bomba, con uno de sus extremos sumergido en el pozo a una profundidad h_{ptub} (ver Figura 4.3), que se supone siempre mayor al descenso s . También se supone que la tubería se ubica en el eje central del pozo.

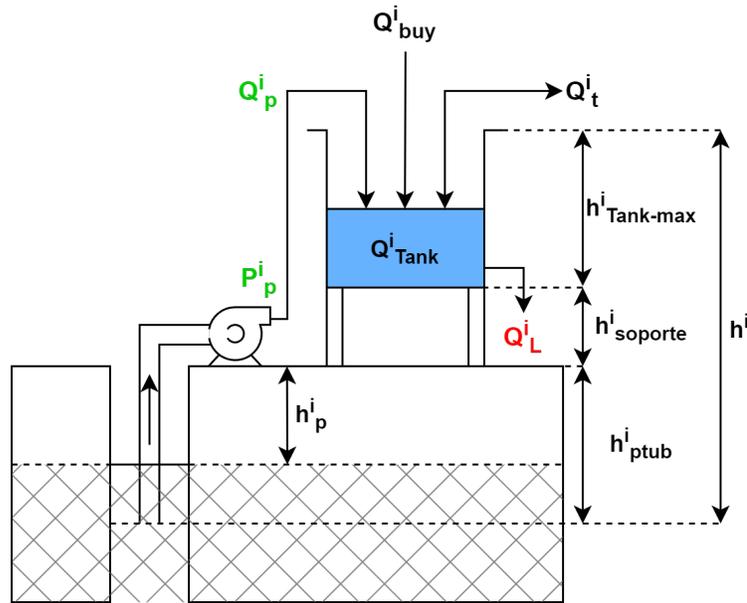


Figura 4.3: Estanque de la i -ésima micro-red agua-energía.

Como el agua se tiene que trasladar desde la boca inferior de la tubería que se conecta a la bomba hasta el borde superior del estanque, la distancia total h^i a recorrer corresponde a:

$$h^i = h_{ptub}^i + h_{soporte}^i + h_{Tank-max}^i \quad (4.14)$$

donde $h_{soporte}^i$ corresponde a la elevación del estanque sobre el terreno a través de un soporte estructural, que suele utilizarse en la instalación de algunos estanques. Como los valores de h_{ptub}^i , $h_{soporte}^i$ y $h_{Tank-max}^i$ son fijos, la distancia h^i es siempre constante, lo cual deja a la potencia P_p^i como una función lineal del caudal extraído Q_p^i . Sin perder la generalidad del análisis, se supone que el estanque está tocando directamente el suelo, por lo que se tomará $h_{soporte}^i = 0$.

Considerando los supuestos ya mencionados, y considerando que los estanques para cada micro-red son iguales y las tuberías conectadas a las bombas están todas a la misma profundidad, el valor constante $h^i = h_{ptub} + h_{Tank-max}$ es el mismo para todas las micro-redes.

4.2.3. Descenso del nivel de los pozos

Otra situación a considerar es que la extracción de agua desde los pozos produce un descenso del nivel de los mismos, el cual se necesita caracterizar para limitar sus valores y que no vaya más abajo que la tubería dentro del pozo a la que se conecta la bomba, con el fin de que esta no absorba aire y su funcionamiento se vea afectado. Otro motivo, más importante, es que la limitación del descenso de los pozos evita una sobreextracción de agua desde el acuífero al que los pozos están conectados.

Para caracterizar el descenso s en $[m]$, se parte del supuesto de que el acuífero al que están conectados todos los pozos se representa como un acuífero confinado, el cual está, como dice su nombre, confinado entre dos capas impermeables de terreno, provocando que el agua contenida esté sometida a presión, siendo su única salida al exterior mediante un pozo (o pozos) [43]. La Figura 4.4 muestra la conexión del i -ésimo pozo al acuífero confinado, donde se han destacado las distintas variables involucradas en el nivel del agua en el pozo.

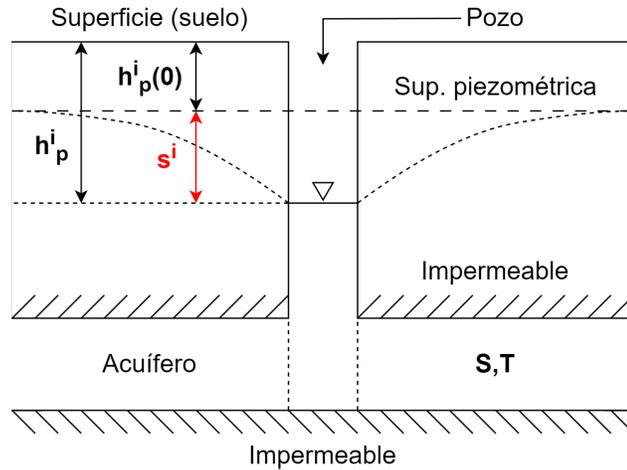


Figura 4.4: Esquema de un pozo conectado a un acuífero confinado. Basado en esquema de [43].

El nivel del pozo medido con respecto a la superficie tiene un valor inicial $h_p^i(0)$, el cual corresponde a la superficie piezométrica. Esta superficie es el límite de altura hasta el cual el agua del acuífero puede llegar cuando sube por un pozo de forma natural. Al extraer agua del pozo el nivel sufre un descenso s^i (destacado en rojo en la Figura 4.4), obteniéndose el nuevo nivel h_p^i . De esta forma, se desprende la ecuación (4.15):

$$h_p^i = h_p^i(0) + s^i \quad (4.15)$$

Por otra parte, considerando los parámetros del acuífero S y T y un caudal de extracción

constante Q_p , el descenso s en un pozo se puede calcular de acuerdo a la ecuación (4.16) [44]:

$$s(k) = \frac{Q_p}{4\pi T} W(u) \quad (4.16)$$

donde T es el coeficiente de transmisividad del acuífero (en $[m^2/día]$) y $W(u)$ es la función de pozo, definida en la ecuación (4.17):

$$W(u) = \int_u^\infty \frac{e^{-x}}{x} dx \quad (4.17)$$

u es un coeficiente adimensional definido en la ecuación (4.18):

$$u = \frac{Sr^2}{4T\Delta t} \quad (4.18)$$

donde S es el coeficiente de almacenamiento del acuífero (adimensional), r es la distancia horizontal (en $[m]$) desde el centro del pozo a un punto de observación y Δt es el intervalo de tiempo que dura la extracción de agua. La ecuación (4.16) se puede extender a múltiples pozos y a caudal variable de la siguiente forma: si bien la naturaleza del caudal Q_p es variable en el tiempo, éste se mantiene constante durante todo el tiempo de muestreo T_s del sistema, y puede cambiar su valor al cambiar de instante de muestreo. Luego, aplicando el principio de superposición sobre las ecuaciones (4.16), (4.17) y (4.18) para el caso de múltiples pozos y a caudal variable, el descenso en el pozo i en el instante k para un conjunto de M pozos (micro-redes agua-energía) se obtiene a partir de la ecuación (4.19) [44]:

$$s^i(k) = \frac{1}{4\pi T} \sum_{l=1}^k \left[\Delta Q_p^i(l) W \left(\frac{Sr_p^2}{4T \cdot (k-l+1) \cdot T_s} \right) + \sum_{n=1, n \neq i}^M \Delta Q_p^n(l) W \left(\frac{Sr_{n,i}^2}{4T \cdot (k-l+1) \cdot T_s} \right) \right] \quad (4.19)$$

donde $\Delta Q_p^i(l) = Q_p^i(l) - Q_p^i(l-1)$ es el cambio en el caudal de extracción del pozo i al llegar al l -ésimo intervalo de tiempo T_s y $r_{n,i}$ es la distancia desde el centro del pozo n al centro del pozo i . Cabe notar que en el término asociado al propio pozo (primer término dentro de la sumatoria con respecto a l) se supone que el nivel del pozo baja al mismo tiempo en todos los puntos de su superficie, razón por la que se toma el radio del pozo r_p como distancia a evaluar en la función de pozo. También se asume que todos los pozos tienen el mismo radio y que están a igual distancia entre sí.

4.2.4. Limitación del agua extraída

Sumado al descenso que sufren los pozos debido a la extracción de agua, también es necesario limitar explícitamente el volumen de agua extraído del acuífero para evitar una sobreextracción. Para cumplir este objetivo se considera el agua estimada disponible EAW (Estimated Available Water en inglés), que ofrece una estimación del total de agua que actualmente almacena un acuífero. Realizando un balance de masa en el acuífero, la dinámica

del agua estimada disponible (en $[lt]$) evoluciona de acuerdo a la ecuación (4.20):

$$EAW(k+1) = EAW(k) + R_p(k) - \sum_{i=1}^M Q_p^i(k) \cdot T_s \quad (4.20)$$

donde R_p es la recarga (en $[lt]$), que corresponde al volumen de agua que penetra los primeros metros de profundidad del suelo para posteriormente ingresar en el acuífero y aumentar su reserva disponible. Esta recarga en su mayoría tiene origen natural, incluyendo precipitaciones o agua proveniente de ríos y lagos, que corresponde a transferencia entre acuíferos [45].

Así, considerando lo anterior, es importante que el sistema de gestión extraiga agua del acuífero de forma sustentable, asegurando que en el futuro se pueda restaurar parte de su reserva. Para lograr aquello, la ecuación (4.21) introduce una restricción para que el sistema apunte a recuperar el volumen de agua inicial del acuífero a N pasos de predicción:

$$EAW(k+N) \geq EAW_0 \quad (4.21)$$

donde EAW_0 corresponde al volumen de agua inicial disponible en el acuífero.

4.2.5. Interconexión de tuberías

Las tuberías que interconectan los estanques de las micro-redes agua-energía también requieren un balance de flujos, el cual se expresa como:

$$\sum_{i=1}^M Q_t^i = 0 \quad (4.22)$$

La ecuación (4.22) refleja que toda el agua que ingresa a las tuberías tiene que salir eventualmente en dirección a alguna de las micro-redes agua-energía presentes en el sistema. Adicionalmente, cabe mencionar que este balance toma como supuesto que las tuberías interconectadas entre estanques mueven el agua a una presión suficiente como para que puedan comunicarse sin pérdidas en el camino y de forma instantánea.

Habiendo caracterizado la micro-red agua-energía con todos sus elementos y relaciones físico-matemáticas, se necesita estudiar su gestión de recursos considerando la demanda de un conjunto de M micro-redes, por lo que en la Sección 4.3 se presenta la estrategia de control propuesta para ese propósito.

4.3. Control predictivo centralizado

Como se menciona al inicio de la Sección 4.1, una micro-red agua-energía agrupa consumos del tipo eléctrico e hídrico, así como la generación eléctrica. Para el correcto funcionamiento de una micro-red (y de un conjunto de ellas), es necesario poder cubrir la demanda eléctrica e hídrica a través de un uso eficiente de los recursos eléctricos e hídricos disponibles. Para realizar esta tarea se propone un sistema de gestión de agua y energía (EWMS) que utiliza un controlador predictivo (MPC) centralizado en el nivel supervisor y controladores basados en reglas en el nivel local de cada micro-red. Este sistema de control busca minimizar los costos de operación de todas las micro-redes agua-energía disponibles en el sistema. La Figura 4.5

muestra un diagrama del EWMS propuesto:

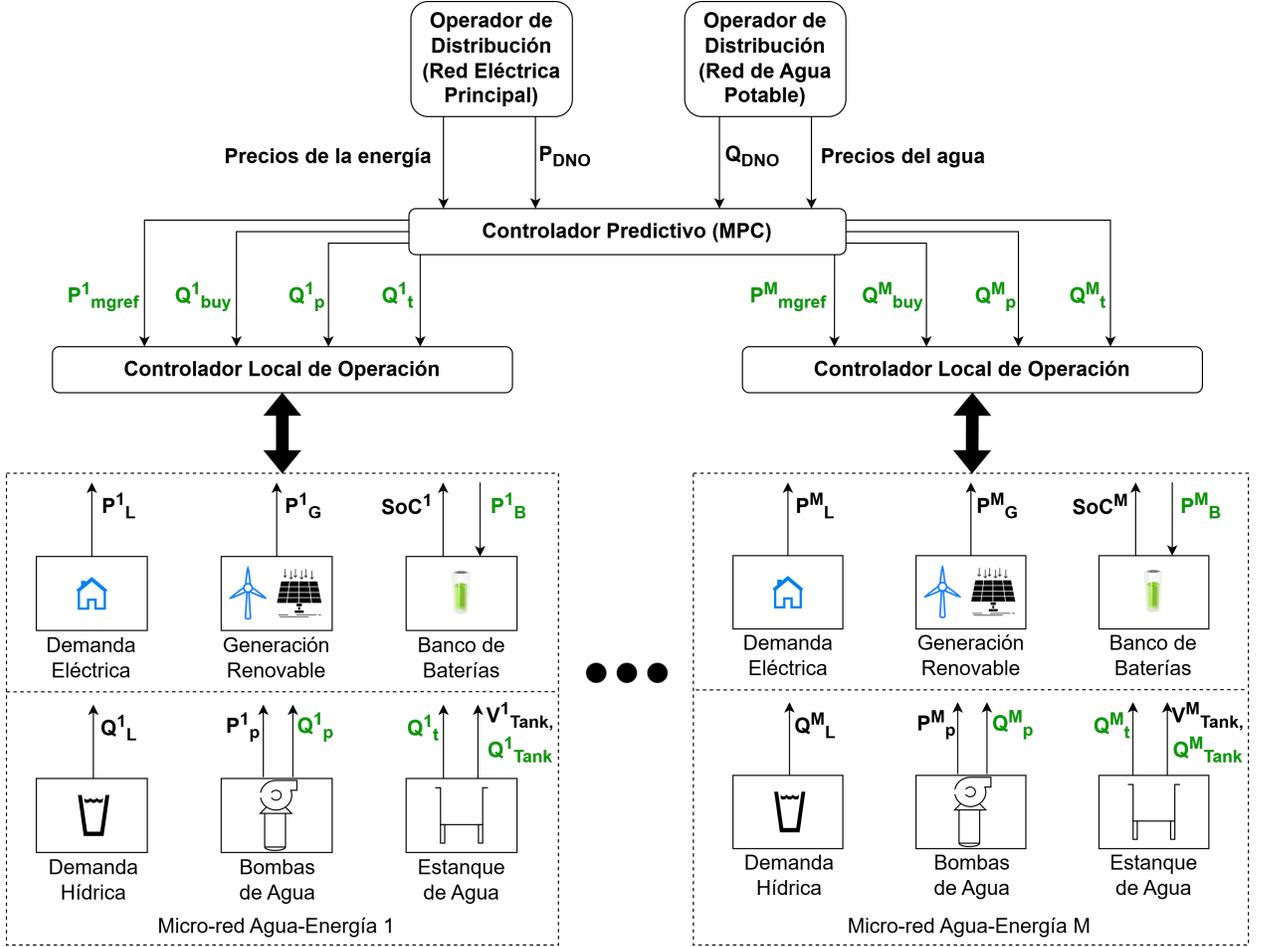


Figura 4.5: Sistema de gestión de agua y energía (EWMS) propuesto.

Como se puede apreciar en la Figura 4.5, el MPC se encarga de minimizar la compra de energía eléctrica (a través la potencia eléctrica P_{DNO}) y de volumen de agua (a través del caudal de agua Q_{DNO}) a la red eléctrica principal y de agua potable respectivamente. En esta compra, el MPC interactúa con Operadores de la Red de Distribución (o Distribution Network Operator, DNO, en inglés) para la energía y para el agua. De esta forma, se promueve el uso de los recursos energéticos e hídricos locales para satisfacer las demandas por micro-red. Al resolver la optimización, el MPC entrega cuatro acciones de control por micro-red:

- P^i_{mgref} (en [W]): Potencia eléctrica requerida por la micro-red para su consumo y eventual intercambio con otras micro-redes. Proviene de la potencia eléctrica comprada P_{DNO} .
- Q^i_p (en [lt/s]): Caudal de agua que debe ser extraído por la bomba eléctrica instalada en la micro-red. Destinado a satisfacer el consumo hídrico y para eventual cooperación con otras micro-redes.
- Q^i_{buy} (en [lt/s]): Caudal de agua que se compra al DNO en caso de que el consumo hídrico no pueda satisfacerse solo con extracción de fuentes naturales.

- Q_t^i (**en** $[lt/s]$): Caudal de agua enviado (recibido) a otras micro-redes para cooperación en la satisfacción del consumo hídrico.

El MPC corresponde al nivel superior del EWMS, ejecutándose con un tiempo de muestreo de $T_s^{sup} = 30$ $[min]$ para esta investigación, por lo que las acciones de control mantienen su valor durante todo ese intervalo de tiempo.

A continuación, las acciones de control del MPC bajan a nivel local de cada micro-red, como se puede observar en la Figura 4.5, donde ingresan a un controlador local. Este controlador realiza la operación local de la micro-red, aplicando las acciones de control correspondientes. En particular, dicho controlador se separa en un controlador para la parte eléctrica y otro controlador para la parte hídrica. El controlador de la parte eléctrica está diseñado de acuerdo a una base de reglas que se construyen a partir del error de seguimiento de la potencia P_{mgref}^i y del estado de carga del banco de baterías [34]. Con esto, el controlador determina la potencia P_B^i (en $[kW]$) que debe adoptar el banco de baterías, ya sea para inyectar potencia al sistema o absorber potencia para recarga. En el caso del controlador de la parte hídrica, se construyen reglas en base al volumen para determinar el caudal neto Q_{Tank} (en $[lt/s]$) que entra o sale del estanque de agua. La operación del nivel local de una micro-red utiliza un tiempo de muestreo de $T_s^{inf} = 1$ $[min]$.

4.3.1. Función de costos y soluciones de la optimización

Como la estrategia de MPC centralizado utiliza un solo controlador predictivo, su función de costos agrupa todos los costos de operación de todas las micro-redes agua-energía, incluyendo en particular todas las potencias de referencia P_{mgref}^i y caudales extraídos Q_p^i que cada micro-red requiere para su funcionamiento óptimo. Así, para un horizonte de predicción de N pasos y un conjunto de M micro-redes agua-energía, la función de costos J se define a continuación:

$$\begin{aligned}
J = & \sum_{j=0}^{N-1} C_{DNO}^P(k+j) \cdot P_{DNO}(k+j) \cdot T_s^{sup} + \sum_{j=0}^{N-1} C_{DNO}^Q(k+j) \cdot Q_{DNO}(k+j) \cdot T_s^{sup} \\
& + \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{i=1}^M \lambda_{P_{mgref}} \cdot \Delta P_{mgref}^i(k+j)^2 + \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{i=1}^M \lambda_{Q_p} \cdot \Delta Q_p^i(k+j)^2
\end{aligned} \tag{4.23}$$

donde, para el instante k , $C_{DNO}^P(k)$ es la señal de precios de la energía eléctrica, $P_{DNO}(k)$ es la potencia eléctrica suministrada por el DNO (red eléctrica principal), $C_{DNO}^Q(k)$ es la señal de precios del volumen de agua y $Q_{DNO}(k)$ es el flujo de agua suministrado por el DNO (red de agua potable). Además, T_s^{sup} es el tiempo de muestreo del controlador predictivo.

Los dos primeros términos de J hacen referencia a minimizar la compra de energía eléctrica y de volumen de agua a las redes eléctrica y de agua potable respectivamente, promoviendo el uso de la generación de energía renovable local (solar y/o eólica) y un uso sustentable de agua proveniente de fuentes naturales, como lo son los acuíferos subterráneos. Por su parte, los dos términos cuadráticos restantes buscan minimizar la variación de la potencia de referencia ΔP_{mgref}^i y la del caudal extraído ΔQ_p^i , con respecto a sus valores anteriores, para cada micro-red. Dichas variaciones están penalizadas mediante los valores $\lambda_{P_{mgref}}$ para la potencia y λ_{Q_p} para el caudal. En adición, el uso de estos términos cuadráticos permite suavizar las

soluciones y así evitar cambios súbitos en las acciones de control, consiguiendo además que la optimización llegue a un mínimo global cada vez que se resuelva.

Al resolver la optimización, esta entrega cuatro secuencias a N pasos para cada acción de control, por cada micro-red, las cuales se pueden observar en la expresión (4.24):

$$\begin{bmatrix} \{P_{mgref}^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_{buy}^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_p^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_t^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \{P_{mgref}^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_{buy}^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_p^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_t^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Considerando la política de horizonte deslizante del MPC, las acciones de control en el instante k ($j = 0$) se aplican a las micro-redes agua-energía, para luego pasar al instante siguiente y repetir el proceso de optimización.

4.3.2. Restricciones de la optimización

Considerando la información presentada en las Secciones 4.1 y 4.2, el problema de optimización está sujeto a restricciones tanto de tipo eléctrico como hídrico, formuladas desde 1 a N pasos. En primer lugar, la energía y agua comprada al DNO se tiene que repartir entre todas las micro-redes, lo cual, a j pasos, se expresa como:

$$P_{DNO}(k+j) = \sum_{i=1}^M P_{mgref}^i(k+j) \quad (4.25)$$

$$Q_{DNO}(k+j) = \sum_{i=1}^M Q_{buy}^i(k+j) \quad (4.26)$$

donde P_{mgref}^i y Q_{buy}^i son la potencia eléctrica y caudal de agua que la micro-red i intercambia con el DNO respectivamente. Adicionalmente, la cantidad total comprada (y vendida) de potencia eléctrica y caudal de agua se encuentra limitada. Estas restricciones se expresan como:

$$P_{DNO}^{min} \leq P_{DNO}(k+j) \leq P_{DNO}^{max} \quad (4.27)$$

$$Q_{DNO}^{min} \leq Q_{DNO}(k+j) \leq Q_{DNO}^{max} \quad (4.28)$$

Para efectos de este trabajo, se considera que las micro-redes solo compran energía al DNO y no venden, por lo que $P_{DNO}^{min} = 0$. De forma análoga, solo se permite la compra de agua, por lo que $Q_{DNO}^{min} = 0$.

Como se mencionó anteriormente, la potencia eléctrica comprada P_{DNO} debe repartirse entre todas las micro-redes. En particular, cada micro-red debe tomar parte de esa potencia para igualarla a su potencia neta, de acuerdo a lo descrito por la ecuación (4.8). Así, se realiza un balance de potencia para cada micro-red agua-energía, el cual, a j pasos para la micro-red i , queda descrito como:

$$P_{mgref}^i(k+j) = \widehat{P}_L^i(k+j) - \widehat{P}_G^i(k+j) + P_p^i(k+j) - P_B^i(k+j) \quad (4.29)$$

donde $\widehat{P}_L^i(k+j)$ y $\widehat{P}_G^i(k+j)$ corresponden a estimaciones de la demanda y generación eléctrica

respectivamente, la cual se realiza mediante modelos de predicción. En el caso de esta tesis, se consideran modelos autorregresivos lineales (AR) y modelos difusos de Takagi & Sugeno (TS).

Otro elemento a considerar es el banco de baterías, que tiene limitaciones en la potencia y el estado de carga, tal como se describen en la Sección 4.1.2. Las restricciones de funcionamiento a j pasos se expresan como:

$$P_{chg}^{max,i}(k+j) \leq P_B^i(k+j) \leq P_{dischg}^{max,i}(k+j) \quad (4.30)$$

$$P_{chg}^{max,i}(k+j) = -\alpha_C P_B^{max} (1 - SoC^i(k+j)) \quad (4.31)$$

$$P_{dischg}^{max,i}(k+j) = \alpha_D P_B^{max} SoC^i(k+j) \quad (4.32)$$

$$E_B^{max} \cdot SoC^i(k+j+1) = E_B^{max} \cdot SoC^i(k+j) - P_B^i(k+j) \cdot T_s^{sup} \quad (4.33)$$

$$SoC^{min} \leq SoC^i(k+j) \leq SoC^{max} \quad (4.34)$$

La potencia que consumen las bombas eléctricas está descrita por la ecuación (4.11). Si se considera que la micro-red es de grandes dimensiones en términos de consumo hídrico, podría necesitar varias bombas para extracción de agua de un acuífero. Por dicha razón, se incluye un multiplicador M_p^i que cuenta la cantidad de bombas instaladas en la micro-red. Suponiendo que todas las bombas utilizadas son iguales, para las restricciones del EWMS se considera una bomba eléctrica equivalente que consume una potencia P_p^i igual a la suma de las potencias de cada bomba instalada. Finalmente, la formulación a j pasos de la potencia consumida por las bombas eléctricas en la micro-red i corresponde a:

$$P_p^i(k+j) = M_p^i B Q_p^i(k+j) (h_{ptub} + h_{Tank-max}) \quad (4.35)$$

Los estanques se caracterizan por el flujo neto de agua (descrito por la ecuación (4.9)) y por el volumen neto que contienen (descrito por la ecuación (4.10)). Estas ecuaciones, descritas a j pasos, se presentan como:

$$Q_{Tank}^i(k+j) = Q_p^i(k+j) + Q_{buy}^i(k+j) - Q_t^i(k+j) - \widehat{Q}_L^i(k+j) \quad (4.36)$$

$$V_{Tank}^i(k+j+1) = V_{Tank}^i(k+j) + Q_{Tank}^i(k+j) \cdot T_s^{sup} \quad (4.37)$$

donde $\widehat{Q}_L^i(k+j)$ es una estimación de la demanda hídrica que, al igual que en el caso hídrico, se realiza considerando modelos lineales AR y modelos difusos TS. Los flujos de agua y volúmenes involucrados están limitados por razones asociadas a las características de la bomba utilizada, la capacidad de las tuberías que comunican los estanques, y por supuesto, de las limitaciones físicas propias del estanque, como su capacidad máxima. Luego, se tienen las siguientes restricciones:

$$V_{Tank}^{min} \leq V_{Tank}^i(k+j) \leq V_{Tank}^{max} \quad (4.38)$$

$$M_p^i Q_p^{min} \leq Q_p^i(k+j) \leq M_p^i Q_p^{max} \quad (4.39)$$

$$Q_t^{min} \leq Q_t^i(k+j) \leq Q_t^{max} \quad (4.40)$$

donde la restricción (4.39) tiene sus límites escalados debido a la bomba eléctrica equivalente que se considera en (4.35).

Adicionalmente, el nivel de los pozos es afectado por la extracción de agua por parte de las bombas eléctricas. Se supondrá en este caso que los pozos entre micro-redes están lo suficientemente alejados como para que no se influyan entre sí. Luego, aplicando el supuesto a la ecuación (4.19), el descenso s de un pozo, descrito a j pasos, está determinado por la siguiente expresión:

$$s^i(k+j) = \frac{1}{4\pi T} \sum_{l=1}^{k+j} \left[\Delta Q_p^i(l) W \left(\frac{S r_p^2}{4T \cdot (k+j-l+1) \cdot T_s^{sup}} \right) \right] \quad (4.41)$$

Dicho descenso tiene un valor máximo alcanzable, incluido en la siguiente restricción:

$$0 \leq s^i(k+j) \leq s^{max} \quad (4.42)$$

El agua estimada disponible EAW en el acuífero se describe a través de la ecuación (4.20). La extensión a j pasos se describe de acuerdo a la siguiente dinámica:

$$EAW(k+j+1) = EAW(k+j) + R_p(k+j) - \sum_{i=1}^M Q_p^i(k+j) \cdot T_s^{sup} \quad (4.43)$$

donde R_p corresponde a un perfil de recarga determinado, el cual se usa de forma directa.

En cuanto a la evolución del agua del acuífero EAW , el EWMS debe poder asegurar que el acuífero podrá recuperar todo o parte del volumen inicial a N pasos:

$$EAW(k+N) \geq EAW_0 \quad (4.44)$$

Por último, se extiende a j pasos el balance de flujo en las tuberías que interconectan los estanques, presentado en la ecuación (4.22). Así, la restricción queda:

$$\sum_{i=1}^M Q_t^i(k+j) = 0 \quad (4.45)$$

4.3.3. Formulación del control predictivo

A modo de resumen, la formulación completa del problema de optimización que resuelve el MPC en cada instante k es:

$$\begin{aligned} \min_{\vec{U}} \sum_{j=0}^{N-1} C_{DNO}^P(k+j) \cdot P_{DNO}(k+j) \cdot T_s^{sup} + \sum_{j=0}^{N-1} C_{DNO}^Q(k+j) \cdot Q_{DNO}(k+j) \cdot T_s^{sup} \\ + \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{i=1}^M \lambda_{P_{mgref}} \cdot \Delta P_{mgref}^i(k+j)^2 + \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{i=1}^M \lambda_{Q_p} \cdot \Delta Q_p^i(k+j)^2 \end{aligned} \quad (4.46)$$

sujeto a:

$$P_{DNO}(k+j) = \sum_{i=1}^M P_{mgref}^i(k+j) \quad (4.47)$$

$$P_{DNO}^{min} \leq P_{DNO}(k+j) \leq P_{DNO}^{max} \quad (4.48)$$

$$P_{mgref}^i(k+j) = \widehat{P}_L^i(k+j) - \widehat{P}_G^i(k+j) + P_p^i(k+j) - P_B^i(k+j) \quad (4.49)$$

$$P_{chg}^{max,i}(k+j) \leq P_B^i(k+j) \leq P_{dischg}^{max,i}(k+j) \quad (4.50)$$

$$P_{chg}^{max,i}(k+j) = -\alpha_C P_B^{max} (1 - SoC^i(k+j)) \quad (4.51)$$

$$P_{dischg}^{max,i}(k+j) = \alpha_D P_B^{max} SoC^i(k+j) \quad (4.52)$$

$$E_B^{max} \cdot SoC^i(k+j+1) = E_B^{max} \cdot SoC^i(k+j) - P_B^i(k+j) \cdot T_s^{sup} \quad (4.53)$$

$$SoC^{min} \leq SoC^i(k+j) \leq SoC^{max} \quad (4.54)$$

$$P_p^i(k+j) = M_p^i B Q_p^i(k+j) (h_{ptub} + h_{Tank-max}) \quad (4.55)$$

$$Q_{DNO}(k+j) = \sum_{i=1}^M Q_{buy}^i(k+j) \quad (4.56)$$

$$Q_{DNO}^{min} \leq Q_{DNO}(k+j) \leq Q_{DNO}^{max} \quad (4.57)$$

$$Q_{Tank}^i(k+j) = Q_p^i(k+j) + Q_{buy}^i(k+j) - Q_t^i(k+j) - \widehat{Q}_L^i(k+j) \quad (4.58)$$

$$V_{Tank}^i(k+j+1) = V_{Tank}^i(k+j) + Q_{Tank}^i(k+j) \cdot T_s^{sup} \quad (4.59)$$

$$\sum_{i=1}^M Q_t^i(k+j) = 0 \quad (4.60)$$

$$s^i(k+j) = \frac{1}{4\pi T} \sum_{l=1}^{k+j} \left[\Delta Q_p^i(l) W \left(\frac{S r_p^2}{4T \cdot (k+j-l+1) \cdot T_s^{sup}} \right) \right] \quad (4.61)$$

$$EAW(k+j+1) = EAW(k+j) + R_p(k+j) - \sum_{i=1}^M Q_p^i(k+j) \cdot T_s^{sup} \quad (4.62)$$

$$EAW(k+N) \geq EAW_0 \quad (4.63)$$

$$0 \leq s^i(k+j) \leq s^{max} \quad (4.64)$$

$$V_T^{min} \leq V_T^i(k+j) \leq V_T^{max} \quad (4.65)$$

$$M_p^i Q_p^{min} \leq Q_p^i(k+j) \leq M_p^i Q_p^{max} \quad (4.66)$$

$$Q_t^{min} \leq Q_t^i(k+j) \leq Q_t^{max} \quad (4.67)$$

Las soluciones de la optimización \vec{U} corresponden a:

$$\begin{bmatrix} \{P_{mgref}^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_{buy}^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_p^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_t^1(k+j)\}_{j=0}^{N-1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \{P_{mgref}^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_{buy}^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_p^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} & \{Q_t^M(k+j)\}_{j=0}^{N-1} \end{bmatrix} \quad (4.68)$$

4.3.4. Resolución de la optimización

La implementación del sistema de control y la optimización se ha realizado en el software MATLAB, con ayuda de la interfaz YALMIP para la implementación [46]. Típicamente, un solver está construido para resolver un problema de optimización con una estructura determinada, por lo que se necesita adaptar el problema de optimización que se quiere resolver a la estructura particular del solver. Ese proceso puede tomar tiempo y ser propenso a errores de programación, lo cual es especialmente importante a la hora de construir el problema de optimización del controlador predictivo (MPC). El MPC maneja una gran cantidad de variables y restricciones que van creciendo con el horizonte de predicción, lo que aumenta la complejidad de la adaptación del problema al solver. En ese aspecto, YALMIP ayuda en la implementación de problemas de optimización en código de forma rápida y sencilla. El uso de YALMIP consiste en que las restricciones y funciones de costos del problema de optimización se definen en código tal cual están definidas de forma matemática. Esto evita tener que adaptar el problema de optimización a la estructura de un solver en particular.

El problema de optimización presentado en la Sección 4.3.3 que resuelve el MPC corresponde a lo que se llama un Programa Cuadrático Entero Mixto (o Mixed Integer Quadratic Program, MIQP en inglés), ya que tiene una función de costos cuadrática, restricciones lineales y variables enteras en su formulación. Por dicha razón, se ha utilizado el solver GUROBI para resolver el MPC en cada instante de muestreo, pues ofrece una resolución rápida y eficiente de la optimización para una gran variedad de tipos de problemas, entre ellos los problemas MIQP [47]. En particular, GUROBI aborda la resolución de problemas MIQP utilizando un algoritmo basado en branch-and-bound, donde se utilizan distintos procedimientos para encontrar la solución óptima [48].

El uso de YALMIP en la implementación de un problema de optimización permite la integración de solvers internos y externos a MATLAB [46]. Por esto y por las razones expuestas anteriormente, se elige utilizar YALMIP para la definición del problema de optimización del MPC en MATLAB, para luego integrar GUROBI como solver para la resolución del problema.

4.4. Operación del sistema agua-energía

Como se mencionó al inicio de la Sección 4.3, una vez que el MPC resuelve la optimización las acciones de control son transmitidas a nivel local para la operación de las micro-redes agua-energía. Como el tiempo de muestreo a nivel local T_s^{inf} es menor al tiempo de muestreo T_s^{sup} en el nivel superior, el controlador basado en reglas ve las acciones de control del MPC constantes durante un intervalo de tiempo igual al tiempo de muestreo del nivel superior. La Figura 4.6 muestra la operación a lazo cerrado de la i -ésima micro-red agua-energía.

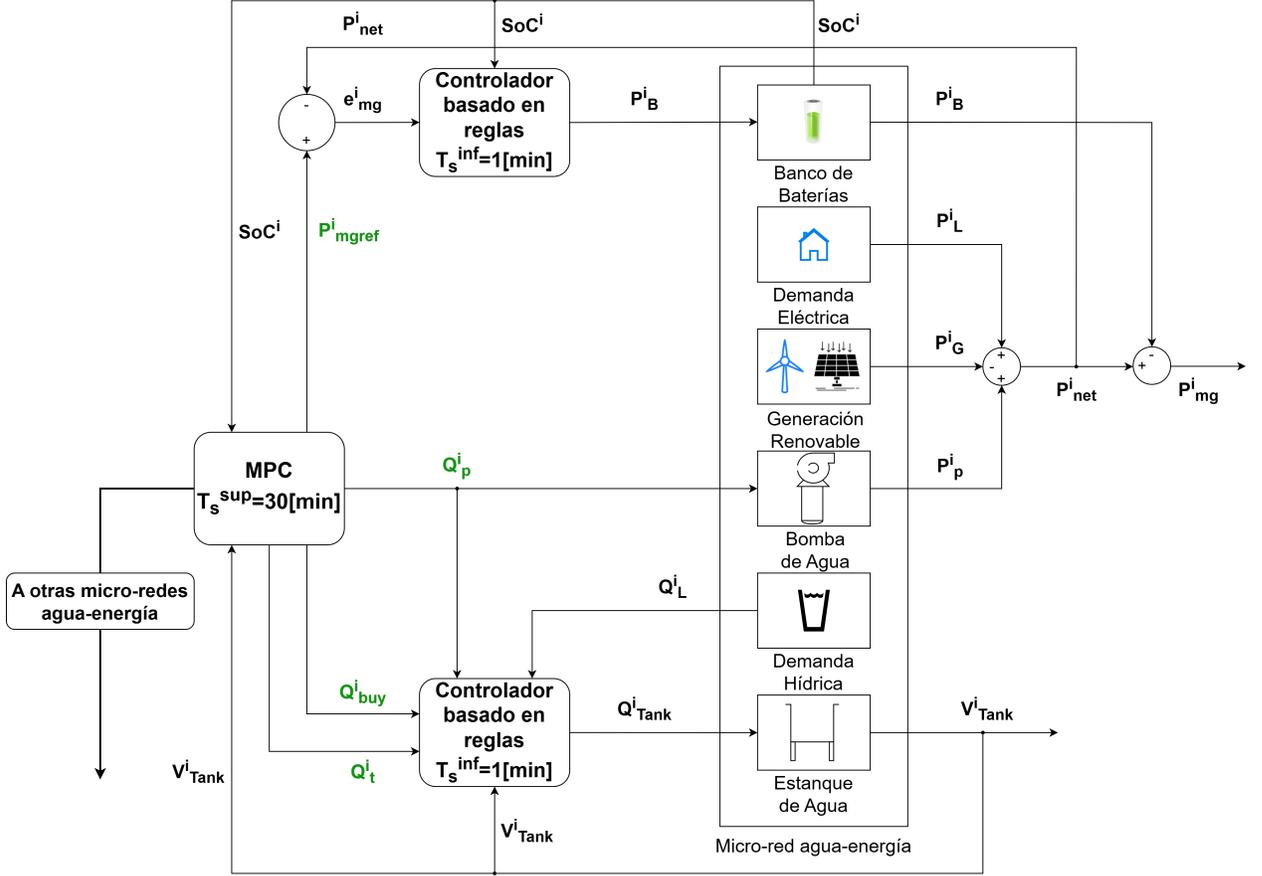


Figura 4.6: Operación de una micro-red agua-energía a lazo cerrado.

En cada instante de operación con muestreo T_s^{inf} , para realizar el seguimiento de referencia de P_{mgref}^i , el controlador local de potencia hace uso del error de seguimiento potencia e_{mg}^i como entrada, que se calcula en base a la potencia neta P_{net}^i , utilizada como variable controlada. Luego, utilizando un set de reglas basado en el error de seguimiento y el estado de carga del banco de baterías, se determina la variable manipulada que entrega el controlador [34]. Dicha acción de control corresponde a la potencia del banco de baterías P_B^i , la cual ajusta la potencia neta para entregar la potencia intercambiada local P_{mg}^i . P_{net}^i , e_{mg}^i y P_{mg}^i se definen a continuación:

$$P_{net}^i = P_L^i + P_p^i - P_G^i \quad (4.69)$$

$$e_{mg}^i = P_{mgref}^i - P_{net}^i \quad (4.70)$$

$$P_{mg}^i = P_{net}^i - P_B^i \quad (4.71)$$

donde P_L^i y P_G^i corresponden a las mediciones de consumo eléctrico y generación eléctrica respectivamente, a nivel de micro-red. En cuanto al controlador local de caudal, su accionar restringe el valor del caudal neto Q_{Tank}^i mediante un set de reglas basado en el volumen del estanque de agua y un caudal neto precalculado. Lo primero que se realiza es calcular el caudal neto previo mediante la ecuación (4.72):

$$Q_{Tank}^i = Q_p^i + Q_{buy}^i - Q_t^i - Q_L^i \quad (4.72)$$

donde Q_p^i , Q_{buy}^i y Q_t^i son las acciones de control hídricas provenientes del MPC y Q_L^i corresponde a la medición de consumo hídrico a nivel de micro-red. Luego, en base al volumen del estanque, se determina el caudal neto final de acuerdo al set de reglas presentado en (4.73):

$$\begin{aligned} R1 : & \text{ Si } Q_{Tank}^i \geq 0 \text{ y } V_{Tank}^i \geq V_{Tank}^{max} \text{ entonces } Q_{Tank}^i = 0 \\ R2 : & \text{ Si } Q_{Tank}^i \geq 0 \text{ y } V_{Tank}^i < V_{Tank}^{max} \text{ entonces } Q_{Tank}^i \text{ no cambia} \\ R3 : & \text{ Si } Q_{Tank}^i < 0 \text{ y } V_{Tank}^i \geq V_{Tank}^{max} \text{ entonces } Q_{Tank}^i \text{ no cambia} \\ R4 : & \text{ Si } Q_{Tank}^i < 0 \text{ y } V_{Tank}^i < V_{Tank}^{max} \text{ entonces } Q_{Tank}^i = 0 \end{aligned} \quad (4.73)$$

La operación del EMWS para todo el conjunto de micro-redes agua-energía se resume en el Algoritmo 3:

Algoritmo 3: Energy-Water Management System

```

1 inicializar medición  $EAW(0)$  en nivel superior e inferior;
2 inicializar mediciones nivel superior (MPC):  $P_{mgref}(0), SoC(0), Q_p(0), V_{Tank}(0)$ ;
3 inicializar mediciones nivel local:  $P_{mg}(0), SoC(0), Q_p(0), V_{Tank}(0)$ ;
4 para  $k=1,2,\dots$  hacer
5     Usar tiempo de muestreo  $T_s^{sup}$ ;
6     Seleccionar vectores de costos de agua y energía a  $N$  pasos;
7     Seleccionar vector de datos de recarga a  $N$  pasos;
8     Predecir  $\widehat{P}_L^i, \widehat{P}_G^i$  y  $\widehat{Q}_L^i$  de 1 a  $N$  pasos para todas las micro-redes;
9     Resolver el problema de optimización (4.46);
10    Aplicar acciones de control óptimas en  $k$ :  $P_{mgref}(k), Q_{buy}(k), Q_p(k)$  y  $Q_t(k)$ ;
11    para  $d = 1 : T_s^{inf} : T_s^{sup}$  hacer
12        Usar tiempo de muestreo  $T_s^{inf}$ ;
13        actualizar  $EAW$  usando (4.20) y guardar;
14        para cada micro-red agua-energía  $i$  hacer
15            Ejecutar controlador local de potencia y obtener  $P_B^i$ ;
16            Ejecutar controlador local de caudal y obtener  $Q_{Tank}^i$ ;
17            actualizar  $SoC^i$  usando (4.3) y guardar;
18            actualizar  $P_{mg}^i$  usando (4.8) y guardar;
19            actualizar  $V_{Tank}^i$  usando (4.9) y (4.10), luego guardar;
20        fin
21    fin
22    actualizar mediciones para el nivel superior a partir del nivel local para todas las
        micro-redes;
23 fin

```

4.5. Resumen y discusión

En este capítulo se ha presentado la estructura de la micro-red agua-energía, que agrupa consumo y generación eléctrica e hídrica, así como sistemas de almacenamiento eléctrico e hídrico y su interacción entre sí. También se presenta la formulación propuesta del sistema de gestión de agua y energía (EWMS), el cual se encarga de la operación de un conjunto de micro-redes, realizando una gestión eficiente de los recursos eléctricos e hídricos, a la vez que minimiza los costos de operación de todas las micro-redes, promoviendo el uso de la generación eléctrica y recursos hídricos locales. El EWMS permite la compra de energía y agua a las redes eléctricas y de agua potable, así como el intercambio de energía y de agua entre las micro-redes.

El capítulo inicia con la Sección 4.1, que presenta una definición del concepto de micro-red agua-energía, así como los componentes eléctricos e hídricos que la componen. Estos componentes son explicados brevemente, destacando su relevancia en la modelación. Además se destacan las ecuaciones que describen la parte eléctrica de la micro-red.

La Sección 4.2 entrega una explicación detallada de la parte hídrica de la micro-red, definiendo en detalle el sistema de distribución de agua, junto con las ecuaciones que describen la dinámica de estanques y pozos. Se destaca la modelación de las bombas eléctricas, que son el enlace agua-energía en la micro-red, así como la modelación del agua presente en un acuífero, que es la reserva natural de la que las bombas extraen agua.

El capítulo continúa con la Sección 4.3, que presenta la formulación propuesta del controlador predictivo (MPC) del EWMS, definiendo el problema de optimización con su función de costos, restricciones y acciones de control. Como parte del diseño del MPC, se utilizan modelos basados en datos para la predicción de la generación eléctrica y demandas eléctrica e hídrica por micro-red. Estas predicciones son calculadas considerando el uso de modelos autorregresivos lineales y modelos difusos de tipo Takagi & Sugeno. Se realiza además una breve mención de la resolución de la optimización del MPC.

Por último, la Sección 4.4 presenta la operación de todo el conjunto de micro-redes agua-energía utilizando el EWMS, donde se utilizan controladores basados en reglas por micro-red. Estos controladores se encargan de gestionar la potencia eléctrica de los bancos de baterías y el caudal neto de los estanques de agua.

En el siguiente capítulo se definen los parámetros del caso de estudio a simular, con los parámetros y modelos de predicción involucrados. Con todo esto se implementa el sistema de gestión de agua y energía, estudiando distintos escenarios de funcionamiento y su desempeño.

Capítulo 5

Caso de Estudio

En este capítulo se presenta el caso de estudio en el que se implementa el sistema de gestión de agua y energía (EWMS) propuesto en esta tesis. Para esto, el capítulo comienza realizando una descripción del sistema a controlar, el cual comprende la caracterización de los datos de demanda y generación a utilizar, así como la definición de sus principales parámetros, incluyendo además los parámetros del sistema de control y condiciones iniciales de ciertas variables relevantes. A continuación, se presentan los modelos de predicción realizados para demanda y generación eléctrica, los cuales se construyen utilizando dos estructuras: modelos autoregresivos lineales AR y modelos difusos de Takagi & Sugeno (TS). También se presenta el caso de la demanda hídrica, donde se utilizan datos sintéticos generados con cadenas de Markov en la construcción de modelos AR y TS para la demanda hídrica. El capítulo continúa con los resultados de la implementación del EWMS en distintos escenarios de simulación, con el fin de estudiar el desempeño de la estrategia de control propuesta. Finalmente, se presenta un resumen y discusión de los principales resultados del caso de estudio.

5.1. Descripción del sistema

El sistema a controlar corresponde a un conjunto de tres comunidades, compuestas por dos grupos de viviendas y una escuela. Estas comunidades se modelan como micro-redes agua-energía, las cuales cuentan con distintos tipos de generación eléctrica. Las características eléctricas, inspiradas en los casos de estudio de [41] y [49], se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Características eléctricas de micro-redes agua-energía en estudio.

	Tipo de Consumo	Tipo de Generación
Micro-red 1	30 viviendas	Fotovoltaica
Micro-red 2	60 viviendas	Eólica
Micro-red 3	Escuela	Fotovoltaica/Eólica

Las micro-redes a utilizar se encuentran interconectadas a nivel eléctrico e hídrico, como se puede observar en la Figura 5.1. En el caso de la micro-red 3, esta tiene generación eléctrica de tipo híbrida (fotovoltaica y eólica), por lo que la Figura presenta por separado las conexiones de generación fotovoltaica P_{GFV}^3 y generación eólica P_{GEO}^3 . Sin embargo, a la hora de estudiar la generación eléctrica en esta micro-red, se supone una sola unidad de generación eléctrica, caracterizada por la potencia generada P_G^3 .

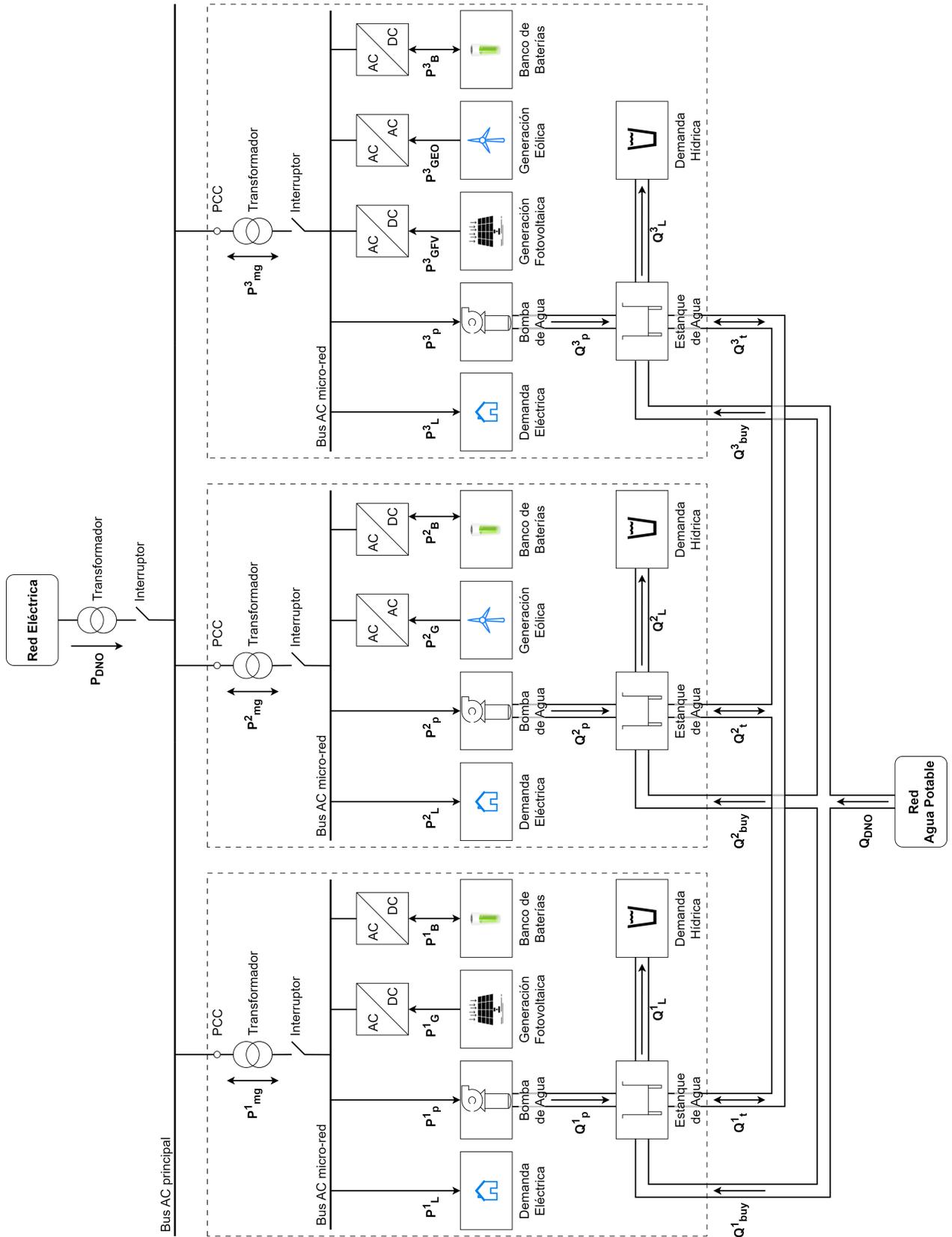


Figura 5.1: Caso de estudio con tres micro-redes agua-energía.

5.1.1. Demanda y generación

El comportamiento de la demanda y generación de tipo eléctrico de cada micro-red está caracterizado por perfiles de demanda y generación eléctricos, los cuales se utilizan en la construcción de modelos predictivos para el EWMS. Para esto se cuenta con 129.600 datos muestreados cada 1 minuto, que abarcan 90 días de datos por demanda y generación de cada micro-red. Estos datos están basados en mediciones de consumo y generación de un pueblo en el Reino Unido, los cuales también se utilizan en las investigaciones presentadas en [41], [49] y [50]. La Figura 5.2 muestra una ventana de 7 días (168 horas) de datos de demanda y generación eléctrica por cada micro-red.

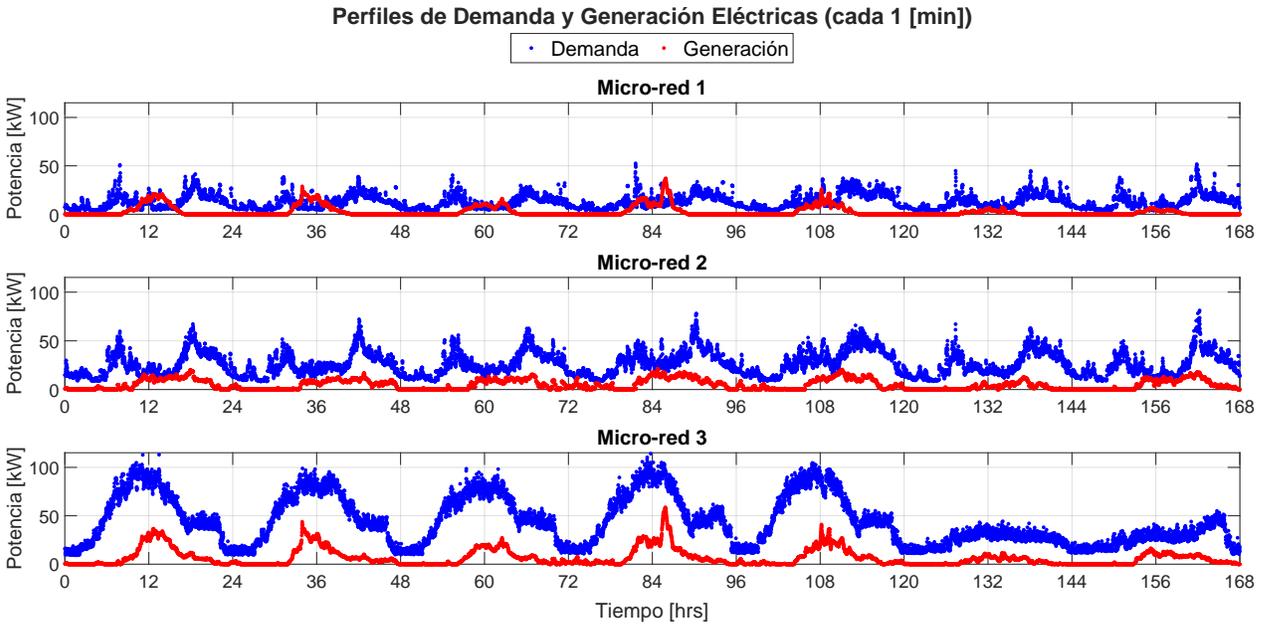


Figura 5.2: Datos de demanda y generación eléctrica por micro-red.

Se puede observar en la Figura 5.2 que, en general, la demanda suele ser mayor que la generación, lo cual se hace más evidente en los perfiles de la micro-red 3, donde la generación nunca supera la demanda. Situaciones como estas son abordadas por el EWMS que se propone en esta tesis.

En cuanto a la demanda hídrica, no se disponen de mediciones de consumo hídrico debido a la dificultad de encontrar archivos de datos disponibles de forma abierta. Por esa razón, los datos utilizados en esta tesis han sido generados de forma sintética con un algoritmo basado en cadenas de Markov (ver Sección 2.1), cuyos parámetros e implementación se presentan en la Sección 5.2.5.

De forma análoga al caso del consumo y generación eléctrica, los perfiles de demanda hídrica por micro-red se describen con 129.600 datos muestreados cada 1 minuto (90 días). Una ventana de tiempo de 7 días (168 horas) de los datos generados de demanda hídrica por cada micro-red se presenta en la Figura 5.3. Cabe mencionar que la implementación del algoritmo basado en cadenas de Markov utiliza la modelación de un comportamiento diario, el cual es repetido para todos los días de simulación requeridos. Por esta razón, la demanda se supone similar tanto en días hábiles como en fines de semana.

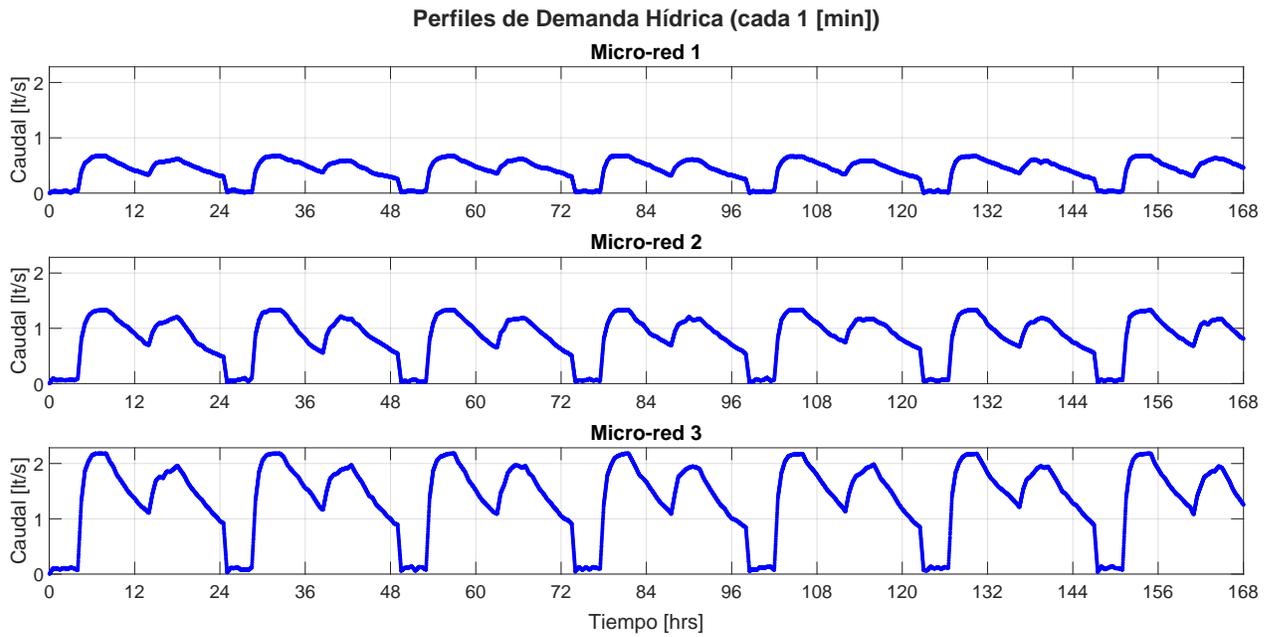


Figura 5.3: Datos de demanda hídrica por micro-red.

La Tabla 5.2 muestra métricas de los perfiles de demanda y generación eléctricos, y de demanda hídrica para cada micro-red. Se puede observar que la micro-red 3 (escuela), en concordancia con las Figuras 5.2 y 5.3, presenta los valores promedio y máximo más altos de demanda eléctrica, generación eléctrica y demanda hídrica.

Tabla 5.2: Métricas de datos originales de demanda y generación para cada micro-red.

	Métrica	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Demanda Eléctrica	Promedio [kW]	14,1545	28,2203	38,7839
	Máximo [kW]	67,5763	108,8300	131,1210
Generación Eléctrica	Promedio [kW]	4,0703	3,5781	7,6576
	Máximo [kW]	72,8640	29,7150	106,7924
Demanda Hídrica	Promedio [lt/s]	0,4158	0,8316	1,3604
	Máximo [lt/s]	0,6837	1,3422	2,1867

5.1.2. Parámetros

Cada micro-red agua-energía tiene parámetros que ayudan a definir los límites de las restricciones de operación, las cuales utiliza el controlador predictivo del EWMS. La Tabla 5.3 presenta los parámetros eléctricos de las micro-redes y del EWMS.

Tabla 5.3: Parámetros eléctricos de las micro-redes y EWMS.

Parámetro	Variable	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Penalización ΔP_{mgref}	$\lambda_{P_{mgref}} [CLP/kW^2]$	10^{-1}	10^{-1}	10^{-1}
Cte. carga baterías	α_C	1	1	1
Cte. descarga baterías	α_D	1	1	1
Energía máx. baterías	$E_B^{max} [kWh]$	136	180	248
Potencia máx. baterías	$P_B^{max} [kW]$	70,9565	93,9130	129,3913
Potencia mín. compra total	$P_{DNO}^{min} [kW]$	0	0	0
Potencia máx. compra total	$P_{DNO}^{max} [kW]$	500	500	500
E. de carga mín.	$SoC^{min} [\%]$	20	20	20
E. de carga máx.	$SoC^{max} [\%]$	80	80	80

Cabe mencionar que P_B^{max} se obtiene utilizando $P_B^{max} = E_B^{max} \cdot (60/T_{dis})$, donde T_{dis} es el tiempo de descarga (en minutos) del banco de baterías a corriente nominal. El cálculo considera un tiempo de descarga de 10 minutos. El resto de parámetros se ha elegido a partir de los casos de estudio presentados en [41] y [42].

Por su parte, la Tabla 5.4 presenta los parámetros hídricos utilizados en el modelo de micro-redes agua-energía y en el EWMS.

Tabla 5.4: Parámetros hídricos de las micro-redes y EWMS.

Parámetro	Variable	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Penalización ΔQ_p	$\lambda_{Q_p} [CLP/(lt/s)^2]$	10^{-1}	10^{-1}	10^{-1}
Multiplicador bombas	M_p	30	60	45
Volumen mín. estanques	$V_{Tank}^{min} [lt]$	0	0	0
Volumen máx. estanques	$V_{Tank}^{max} [lt]$	40.000	40.000	40.000
Caudal mín. bombas	$Q_p^{min} [lt/s]$	0	0	0
Caudal máx. bombas	$Q_p^{max} [lt/s]$	30	30	30
Caudal mín. tuberías	$Q_t^{min} [lt/s]$	-100	-100	-100
Caudal máx. tuberías	$Q_t^{max} [lt/s]$	100	100	100
Caudal mín. compra	$Q_{DNO}^{min} [lt/s]$	0	0	0
Caudal máx. compra	$Q_{DNO}^{max} [lt/s]$	10^6	10^6	10^6
Descenso máx. pozos	$s^{max} [m]$	8	8	8
Profundidad máx. pozos	$h_p^{max} [m]$	10	10	10
Profundidad tubería bombas	$h_{ptub} [m]$	10	10	10
Nivel máx. estanques	$h_{Tank-max} [m]$	3,6508	3,6508	3,6508
Radio pozos	$r_p [m]$	0,2	0,2	0,2

El valor de penalización del caudal λ_{Q_p} se ha tomado igual a la penalización de potencia $\lambda_{P_{mgref}}$ por simplicidad. En cuanto a los multiplicadores para las bombas M_p , estos se han tomado de acuerdo a la cantidad de viviendas por micro-red, suponiendo que cada casa cuenta con una bomba de agua. En el caso de la micro-red 3 (escuela), este valor se ha elegido de manera heurística.

Los límites de Q_p presentados en la Tabla 5.4 se han tomado de los límites de funcionamiento de una bomba comercial con un caudal máximo de $110 [m^3/hrs]$ (al cambiar de unidades se obtienen los $30 [lt/s]$). Para poder obtener los límites de operación de las bombas para cada micro-red, se tienen que multiplicar por M_p , de acuerdo a lo que muestra la

siguiente restricción:

$$M_p^i Q_p^{min} \leq Q_p^i(k + j) \leq M_p^i Q_p^{max} \quad (5.1)$$

En cuanto al valor de $h_{Tank-max}$, estos se obtienen a través de la ecuación (4.13) que relaciona el volumen de agua con la altura del estanque y su radio basal. Al utilizar un estanque de agua de volumen $V_{Tank}^{max} = 40.000 [lt]$ y un radio basal $r_{Tank} = 1,8675 [m]$ [51], se obtiene el valor de $h_{Tank-max}$ utilizado para las simulaciones. Por último, el radio del pozo r_p se ha tomado en base a los posibles radios (diámetros) con los que trabajan empresas que realizan servicios de excavación para instalación de pozos [52].

El resto de parámetros presentados en la Tabla 5.4, como los límites del caudal por tuberías Q_t , cantidad de caudal a comprar del DNO Q_{DNO} , descenso máximo s^{max} y profundidad de tubería de las bombas h_{ptub} se han elegido de manera heurística. En base a lo anterior, el valor de profundidad máximo del nivel del pozo h_p^{max} se eligió considerando el descenso máximo, para evitar que la bomba succione aire mientras extrae agua.

Algunas variables poseen condiciones iniciales, ya sea porque funcionan como estados del sistema o porque se utilizan variaciones de dicha variable en el diseño del controlador, como lo son ΔP_{mgref}^i o ΔQ_p^i . Dichos valores se agrupan en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Condiciones iniciales de variables de las micro-redes y EWMS.

Nombre	Variable	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
E. de carga	SoC [%]	50	50	50
Potencia baterías	P_B [kW]	0	0	0
Potencia comprada	P_{mgref} [kW]	0	0	0
Volumen estanques	V_{Tank} [lt]	20.000	20.000	20.000
Profundidad pozos	h_p [m]	2	2	2
Caudal bombas	Q_p [lt/s]	0	0	0

Las potencias P_B y P_{mgref} inician con valor 0 bajo el supuesto de que, antes de iniciar la simulación, las baterías no están participando de carga o descarga de energía y no se está importando energía desde el DNO. En el caso del caudal Q_p , se supone que las bombas no están funcionando antes de la simulación, por lo que su valor inicial es 0.

Se supone además que los bancos de baterías y los estanques parten a mitad de su capacidad, por lo que el estado de carga SoC y el volumen del estanque V_{Tank} inician con 50 [%] y 20.000 [lt] respectivamente. Por último, el valor inicial de la profundidad del pozo h_p es 2 [m], suponiendo que la superficie piezométrica asociada al acuífero está a esa altura (ver Sección 4.2.3).

También se utilizan otros parámetros en el EWMS que son comunes a todas las micro-redes

y al EWMS en general. Estos se presentan en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Parámetros adicionales relevantes de las micro-redes y EWMS.

Parámetro	Variable	Valor
T. de muestreo superior	T_s^{sup} [min]	30
T. de muestreo inferior	T_s^{inf} [min]	1
T. de simulación	T_{sim} [días]	7
Horizonte de predicción	N [pasos]	48
Peso específico agua	B [N/m^3]	9.800
C. almacenamiento acuífero	S	0,1906
C. transmisividad acuífero	T [$m^2/día$]	35,1062
Volumen inicial acuífero	EAW_0 [lt]	10^6

Los tiempos de muestreo T_s^{sup} y T_s^{inf} se eligen de acuerdo al tiempo de muestreo utilizado en el MPC supervisor y en el nivel de operación (30 minutos y 1 minuto respectivamente). El horizonte de predicción N se elige en 48 pasos (24 horas) para que el MPC pueda calcular las acciones de control considerando información actual y predicciones de las siguientes 24 horas. Esto es importante considerando que se utiliza un tiempo de simulación T_{sim} de 7 días (168 horas), donde la incerteza de la demanda y generación eléctrica y demanda hídrica afecta el desempeño del controlador.

En cuanto a los otros parámetros (hídricos), B es el peso específico del agua, que se calcula a partir de la densidad del agua ($1.000 [kg/m^3]$) y la aceleración de gravedad de la Tierra ($9,8 [m/s^2]$). S y T son los parámetros que caracterizan un acuífero (coeficiente de almacenamiento y coeficiente de transmisión respectivamente), y los valores presentados en la Tabla 5.6 están basados en un estudio hidrogeológico realizado en la Región de la Araucanía, Chile [53]. El volumen inicial del acuífero EAW_0 se ha elegido de forma heurística, suponiendo que la simulación inicia cuando el acuífero ha recuperado su volumen de agua hasta EAW_0 , producto de las lluvias y otros eventos que han permitido su recarga.

5.2. Modelos de predicción

5.2.1. Submuestreo de datos

Como se menciona en la Sección 4.3, el controlador predictivo (MPC) que utiliza el EWMS tiene un tiempo de muestreo de 30 minutos, y los datos de consumo y generación que se

manejan tienen un muestreo de 1 minuto. Por esta razón, para poder entrenar los modelos de predicción que utiliza el MPC, se ha realizado un submuestreo de los datos mediante el método del máximo, el cual toma datos equivalentes a un intervalo de tiempo de 30 minutos (30 datos) y selecciona el dato de mayor valor para que represente dicho intervalo de tiempo. La Figura 5.4 muestra una ventana de 7 días (168 horas) de los perfiles resultantes del submuestreo para demanda y generación eléctrica, mientras que la Figura 5.5 muestra los perfiles resultantes de demanda hídrica.

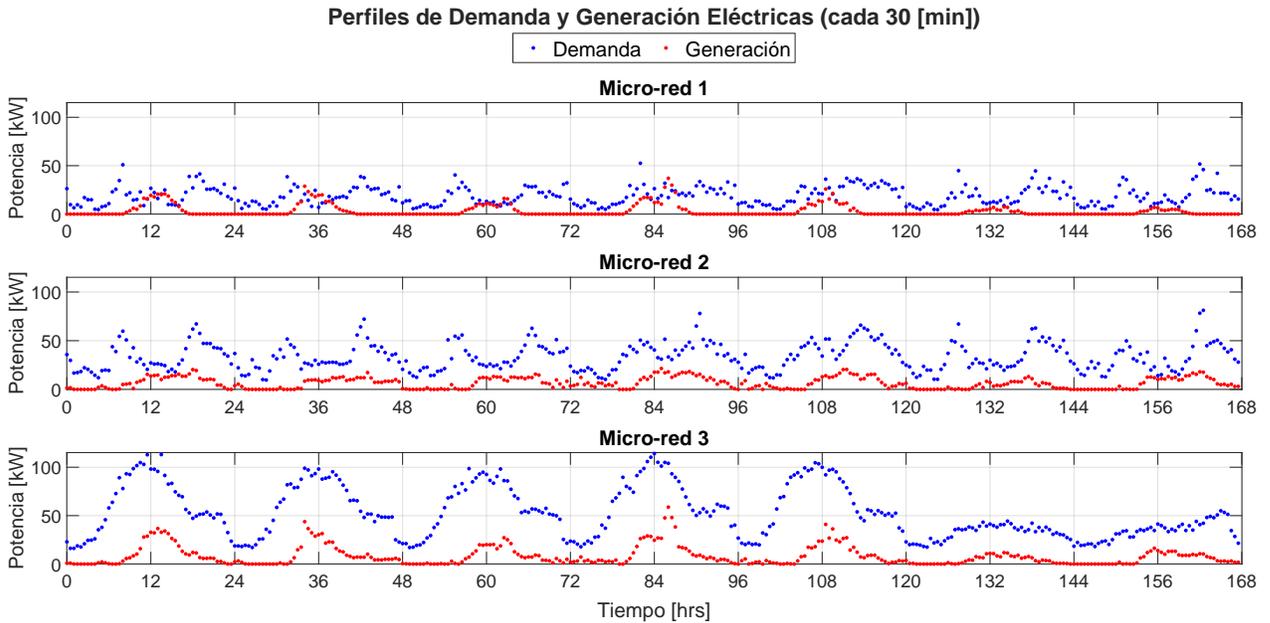


Figura 5.4: Datos de demanda y generación eléctrica submuestreados.

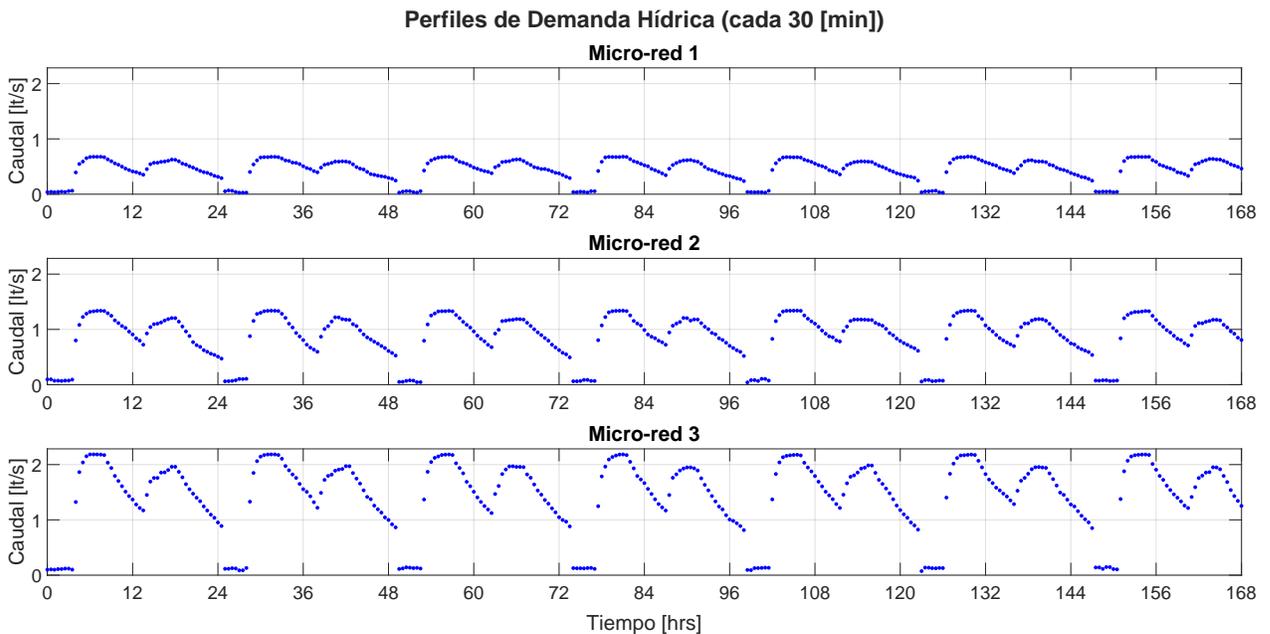


Figura 5.5: Datos de demanda hídrica submuestreados.

Al aplicar el submuestreo, esto resulta en 4.320 datos muestreados cada 30 minutos, equi-

valente a los 129.600 datos originales muestrados cada 1 minuto.

Si se comparan las Figuras 5.2 y 5.3 con las de los datos originales, se observa que la forma de los perfiles no se ve alterada por el submuestreo, por lo que siguen siendo capaces de representar el comportamiento de los datos originales. Por otra parte, el submuestreo utilizando el método del máximo conserva los valores máximos de los perfiles eléctricos e hídricos, pero los valores medios aumentan su valor, tal como se puede ver en la Tabla 5.7 (comparar con la Tabla 5.2).

Tabla 5.7: Métricas de datos submuestreados de demanda y generación para cada micro-red.

	Métrica	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Demanda Eléctrica	Promedio [kW]	20.5741	36.5702	47.2008
	Máximo [kW]	67.5763	108.8300	131.1210
Generación Eléctrica	Promedio [kW]	5.1680	4.5287	9.5358
	Máximo [kW]	72.8640	29.7150	106.7924
Demanda Hídrica	Promedio [lt/s]	0.4393	0.8706	1.4219
	Máximo [lt/s]	0.6837	1.3422	2.1867

Observando los resultados de la Tabla 5.7, se observa que la aplicación del submuestreo utilizando el método del máximo resulta en que el EWMS sobreestima los valores de generación eléctrica y demanda eléctrica e hídrica al realizar las predicciones. Un efecto similar se produce al utilizar el promedio como método de submuestreo, donde los valores medios se mantienen y los valores máximos disminuyen, produciendo una subestimación al realizar predicciones. Para este y futuros trabajos es necesario considerar los efectos de los métodos de submuestreo, de forma de elegir la metodología que entregue una mejor representación de los datos originales.

5.2.2. Estructuras de modelos

Como se ha mencionado al inicio de este capítulo, la modelación de generación eléctrica, demanda eléctrica y demanda hídrica se realiza a través de modelos autorregresivos lineales AR y modelos difusos TS. Para asegurar que los modelos diseñados entreguen una buena representación de la dinámica de los datos, se realiza el procedimiento de optimización de la estructura (Sección 2.3.3), con el fin de encontrar los modelos AR y TS con el mejor desempeño. Para ambos tipos de modelos se prueban máximo 48 regresores (equivalentes a 24 horas). En el caso de los modelos TS se utiliza Fuzzy C-Means como método de clustering difuso.

En cuanto a la manipulación de los datos para generar los modelos predictivos, los datos de demanda y generación por cada micro-red se dividen en conjuntos de entrenamiento, validación y test, con una proporción del 60 %, 20 % y 20 % respectivamente. El desempeño de los modelos se evalúa utilizando las métricas $RMSE$ y su versión normalizada $NRMSE$, que se calcula según la ecuación (5.2):

$$NRMSE = \frac{RMSE}{y_{max}} \quad (5.2)$$

donde y_{max} es el valor máximo del conjunto de datos históricos de la variable correspondiente. La elección de esta fórmula se da para poder comparar la magnitud del error con los máximos históricos de demanda y/o generación correspondientes, capturados en cada micro-red. Estos valores corresponden a los máximos históricos para demanda eléctrica, generación eléctrica y demanda hídrica reportados en la Tabla 5.7.

5.2.3. Demanda eléctrica

Como se menciona en la Sección 5.2.2, se realizan dos procedimientos de optimización de la estructura: uno para modelos AR y otro para modelos TS, utilizando en cada uno un máximo de 48 regresores. Siguiendo el procedimiento presentado en la Sección 2.3.3, la Figura 5.6 muestra a modo de ejemplo la optimización de la estructura para el modelo TS de demanda eléctrica de la micro-red 1. La cantidad de regresores óptima es la que minimiza el error NRMSE de validación. Esto se refleja en los puntos con círculos negros, donde se destacan los valores de errores y número de clústers de la estructura óptima del modelo TS entrenado.

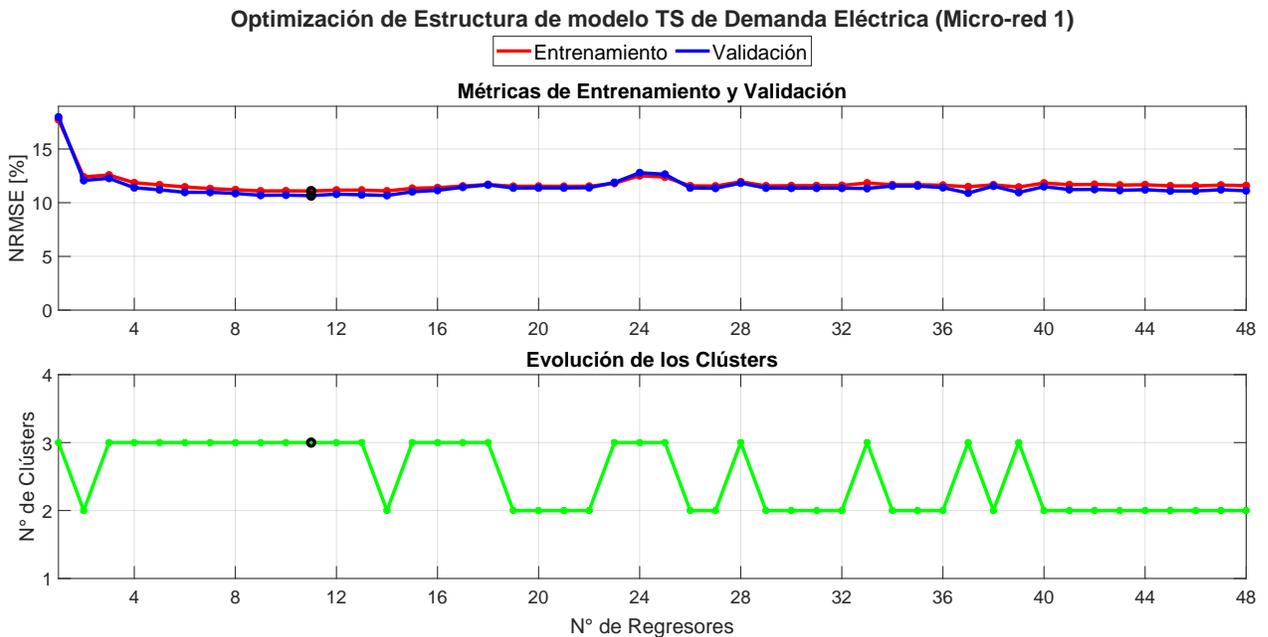


Figura 5.6: Ejemplo de optimización de la estructura de un modelo TS.

El proceso resulta en que el modelo TS de la demanda eléctrica de la micro-red 1 tiene como estructura óptima 3 reglas difusas y 11 regresores, reportando un error normalizado del 11.08 [%] para el entrenamiento y del 10.66 [%] para validación. Para el caso de los modelos AR, el procedimiento es análogo. La Tabla 5.8 presenta los resultados de los modelos AR y TS de estructura óptima para la demanda eléctrica, donde se presentan las métricas de desempeño del entrenamiento (Ent.) y validación (Val.) de cada modelo.

Tabla 5.8: Métricas de optimización de estructura de modelos de demanda eléctrica.

	Tipo de Modelo	Nº de Regresores	Nº de Reglas	RMSE Ent. [kW]	NRMSE Ent. [%]	RMSE Val. [kW]	NRMSE Val. [%]
Micro-red 1	AR	48	-	6.4391	9.53	8.3301	12.33
	TS	11/48	3	7.4902	11.08	7.2038	10.66
Micro-red 2	AR	48	-	7.7504	7.12	10.5778	9.72
	TS	39/48	2	10.0824	9.26	8.3479	7.67
Micro-red 3	AR	46	-	5.1022	3.89	26.2515	20.02
	TS	42/48	5	17.8323	13.59	17.5279	13.37

A partir de la Tabla 5.8, se observa que los modelos AR utilizan en sus predicciones más regresores que los modelos TS. Esto último se explica por el hecho que los modelos TS combinan varios modelos lineales que incorporan información de distintas zonas de operación. De esa forma, solo se utilizan los regresores relevantes para dichas zonas. En el caso de los modelos AR, estos corresponden a un solo modelo lineal que tiene que ser capaz de aproximar todo el comportamiento de los datos, por lo que termina incorporando toda (o gran parte) de la información disponible para realizar predicciones.

En cuanto a las métricas de entrenamiento y validación, se observa que el RMSE de entrenamiento es más alto en los modelos TS, pero los RMSE de validación asociados son menores que en el caso de los modelos AR. Esto muestra que los modelos TS con la estructura óptima logran asimilar mejor el comportamiento de los datos, en comparación con los modelos AR de estructura óptima.

Para poder estudiar el desempeño de los modelos, y considerando que el horizonte de predicción del controlador MPC del EWMS es de 48 pasos, se han realizado predicciones a 1, 12, 24, 36 y 48 pasos, utilizando los datos del conjunto de test. Cada paso corresponde a 30 minutos, de acuerdo al submuestreo presentado en la Sección 5.2.1. Una comparativa de las métricas RMSE de los modelos AR y TS de demanda eléctrica de todas las micro-redes se puede observar en la Tabla 5.9. Adicionalmente, la Tabla 5.10 muestra las métricas normalizadas NRMSE, que reflejan el desvío de las predicciones con respecto a los máximos históricos de demanda.

Tabla 5.9: Error RMSE de predicción de modelos de demanda eléctrica.

	RMSE [kW]	Pasos de Predicción				
		1 (30 min)	12 (6 hrs)	24 (12 hrs)	36 (18 hrs)	48 (24 hrs)
Micro-red 1	AR	7.8395	7.8584	7.7704	7.8048	8.5153
	TS	6.2144	7.2328	7.2378	7.2266	7.3117
Micro-red 2	AR	10.3470	9.3926	9.1278	9.0627	10.5300
	TS	6.8679	8.3377	8.1672	8.2261	8.1927
Micro-red 3	AR	21.5740	24.5241	23.1038	23.0303	25.2334
	TS	4.6986	16.0512	22.7299	23.2954	23.4078

Tabla 5.10: Error NRMSE de predicción de modelos de demanda eléctrica.

	NRMSE [%]	Pasos de Predicción				
		1 (30 min)	12 (6 hrs)	24 (12 hrs)	36 (18 hrs)	48 (24 hrs)
Micro-red 1	AR	11.60	11.63	11.49	11.55	12.60
	TS	9.19	10.70	10.71	10.69	10.82
Micro-red 2	AR	9.51	8.63	8.39	8.33	9.67
	TS	6.31	7.66	7.50	7.56	7.53
Micro-red 3	AR	16.45	18.70	17.62	17.56	19.24
	TS	3.58	12.24	17.33	17.77	17.85

Los resultados de las Tablas 5.9 y 5.10 muestran que los modelos TS, en general, poseen menor error de predicción que los modelos AR al realizar predicciones a más de 1 paso. Por dicha razón, los modelos TS se consideran más fiables para representar la dinámica de la demanda eléctrica a varios pasos de predicción en el futuro. Esto es relevante, pues el controlador predictivo del MPC considera las predicciones futuras de las siguientes 24 horas, dadas por los modelos de predicción.

Un análisis gráfico puede realizarse al comparar las predicciones a 24 horas (48 pasos) de la demanda al utilizar modelos AR (Figura 5.7) con las predicciones de la demanda con modelos TS (Figura 5.8). Se puede observar que las predicciones de los modelos AR capturan la tendencia de los datos, pero presentan un comportamiento ruidoso en torno a ellos, producto de las imprecisiones del modelo lineal al tratar de aproximar una dinámica compleja, representando solo una zona de operación. En contraste, los modelos TS, al incorporar información de varias zonas de operación de la dinámica de los datos, realizan predicciones con un comportamiento más suave, que se ajusta mejor a las muestras reales.

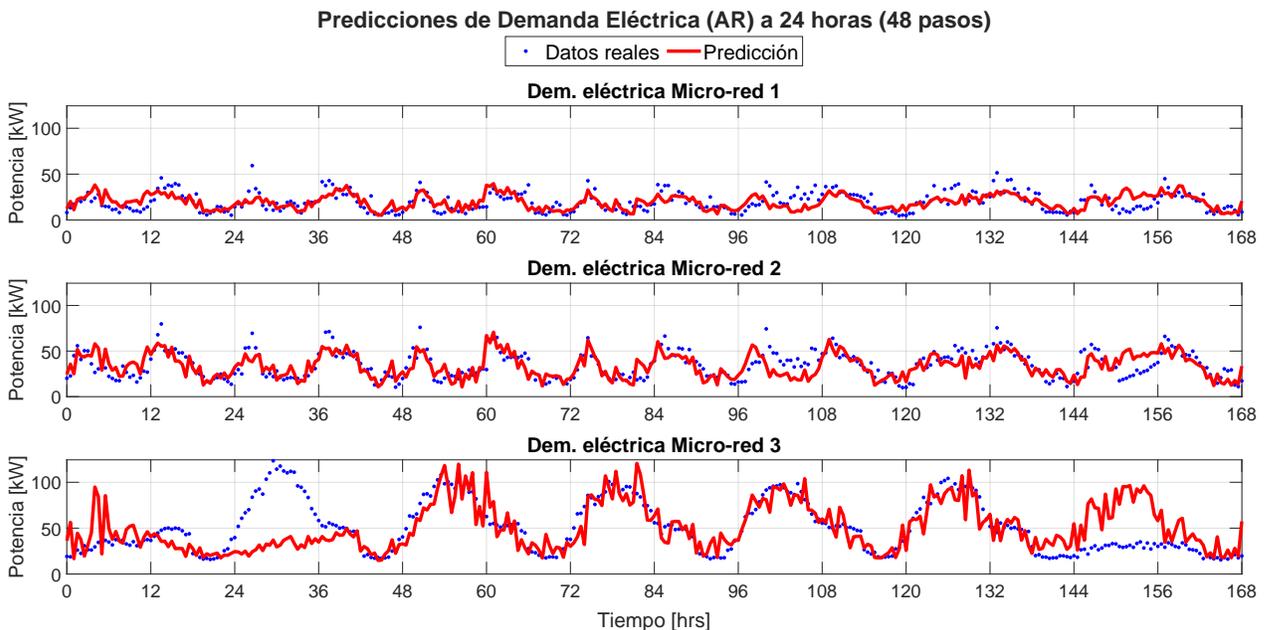


Figura 5.7: Predicciones de demanda eléctrica a 24 horas con modelos AR.

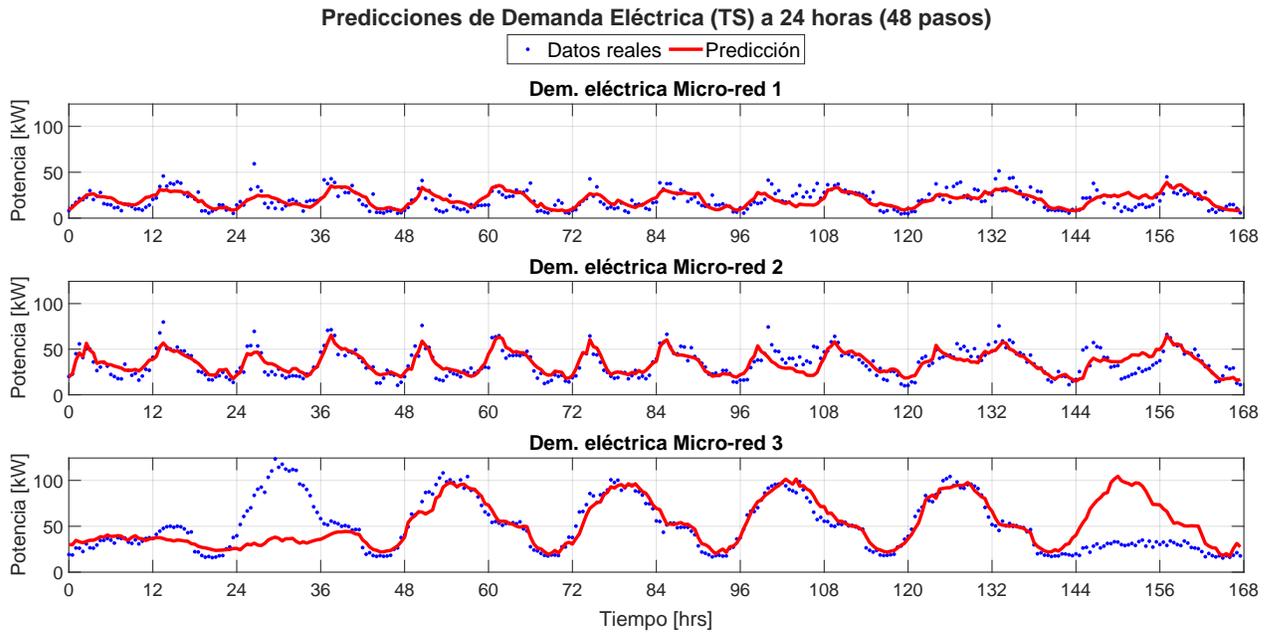


Figura 5.8: Predicciones de demanda eléctrica a 24 horas con modelos TS.

Una observación adicional con respecto a las Figuras 5.7 y 5.8 es que ambas estructuras de modelos presentan imprecisiones a la hora de realizar las predicciones a una gran cantidad de pasos, como lo son a 24 horas. Esto puede ser consecuencia de que la cantidad de datos submuestreados disponible no sea suficiente para que los modelos entreguen una buena aproximación de la dinámica al realizar predicciones de más de 1 paso.

5.2.4. Generación eléctrica

El modelamiento de la generación eléctrica sigue el mismo procedimiento de optimización de la estructura que en el caso de la demanda eléctrica. La Tabla 5.11 muestra las estructuras óptimas de modelos AR y TS para la generación eléctrica de cada micro-red.

Tabla 5.11: Métricas de optimización de estructura de modelos de generación eléctrica.

	Tipo de Modelo	Nº de Regresores	Nº de Reglas	RMSE Ent. [kW]	NRMSE Ent. [%]	RMSE Val. [kW]	NRMSE Val. [%]
Micro-red 1	AR	48	-	2.0992	2.88	10.1454	13.92
	TS	43/48	2	4.7932	6.58	7.1117	9.76
Micro-red 2	AR	45	-	1.8093	6.09	6.9270	23.31
	TS	24/48	4	5.1585	17.36	4.1577	13.99
Micro-red 3	AR	46	-	3.0664	2.87	14.3276	13.42
	TS	8/48	4	8.1576	7.64	10.0078	9.37

Los resultados muestran que los modelos TS utilizan menos regresores que su contraparte AR, al igual que el caso de la demanda. También ocurre que el error RMSE de validación es menor en los modelos TS, mostrando que pueden entregar predicciones más confiables. En cuanto al desempeño de los modelos al realizar predicciones, la Tabla 5.12 muestra el error RMSE de predicción utilizando los datos del conjunto de test. En adición, la Tabla 5.13 muestra el error porcentual NRMSE con respecto a los datos reales.

Tabla 5.12: Error RMSE de predicción de modelos de generación eléctrica.

	RMSE [kW]	Pasos de Predicción				
		1 (30 min)	12 (6 hrs)	24 (12 hrs)	36 (18 hrs)	48 (24 hrs)
Micro-red 1	AR	13.1037	10.9729	10.6530	10.7224	12.4770
	TS	5.7501	10.9269	10.6078	10.6385	10.6721
Micro-red 2	AR	4.8035	5.6687	5.8113	5.8028	6.0717
	TS	1.9007	5.2049	5.7589	5.4597	5.5861
Micro-red 3	AR	18.8401	14.9846	14.7539	14.8412	17.5111
	TS	7.7467	14.3026	14.1557	14.1763	14.0426

Tabla 5.13: Error NRMSE de predicción de modelos de generación eléctrica.

	NRMSE [%]	Pasos de Predicción				
		1 (30 min)	12 (6 hrs)	24 (12 hrs)	36 (18 hrs)	48 (24 hrs)
Micro-red 1	AR	17.98	15.06	14.62	14.71	17.12
	TS	7.89	14.99	14.56	14.60	14.65
Micro-red 2	AR	16.16	19.08	19.56	19.53	20.43
	TS	6.39	17.52	19.38	18.37	18.79
Micro-red 3	AR	17.64	14.03	13.81	13.89	16.39
	TS	7.25	13.41	13.25	13.27	13.15

Las Tablas 5.12 y 5.13 muestran que, a medida que aumentan los pasos de predicción, los errores de predicción de ambos tipos de modelos se vuelven similares, siendo en general los modelos TS los que presentan el menor error. La similitud de los errores de predicción se puede explicar por la regularidad de los datos, que presentan periodos donde la generación aumenta, así como periodos donde la generación es muy baja o inexistente. Una visualización de las predicciones a 24 horas (48 pasos) de los modelos de generación eléctrica se observa en las Figuras 5.9 y 5.10.

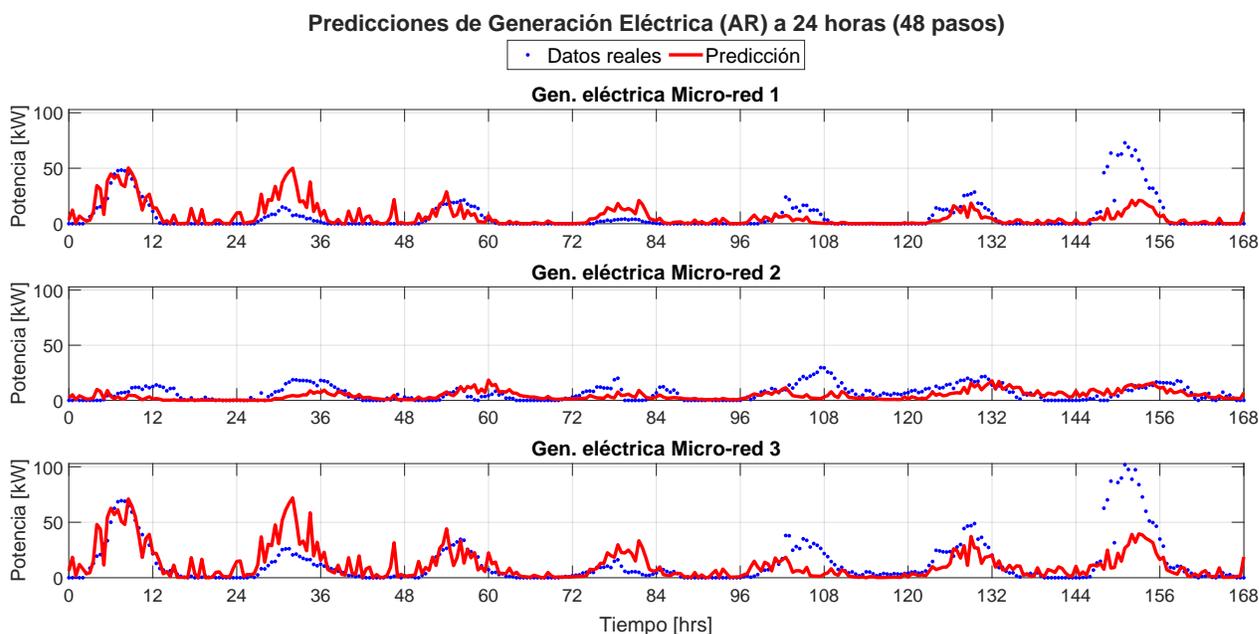


Figura 5.9: Predicciones de generación eléctrica a 24 horas con modelos AR.

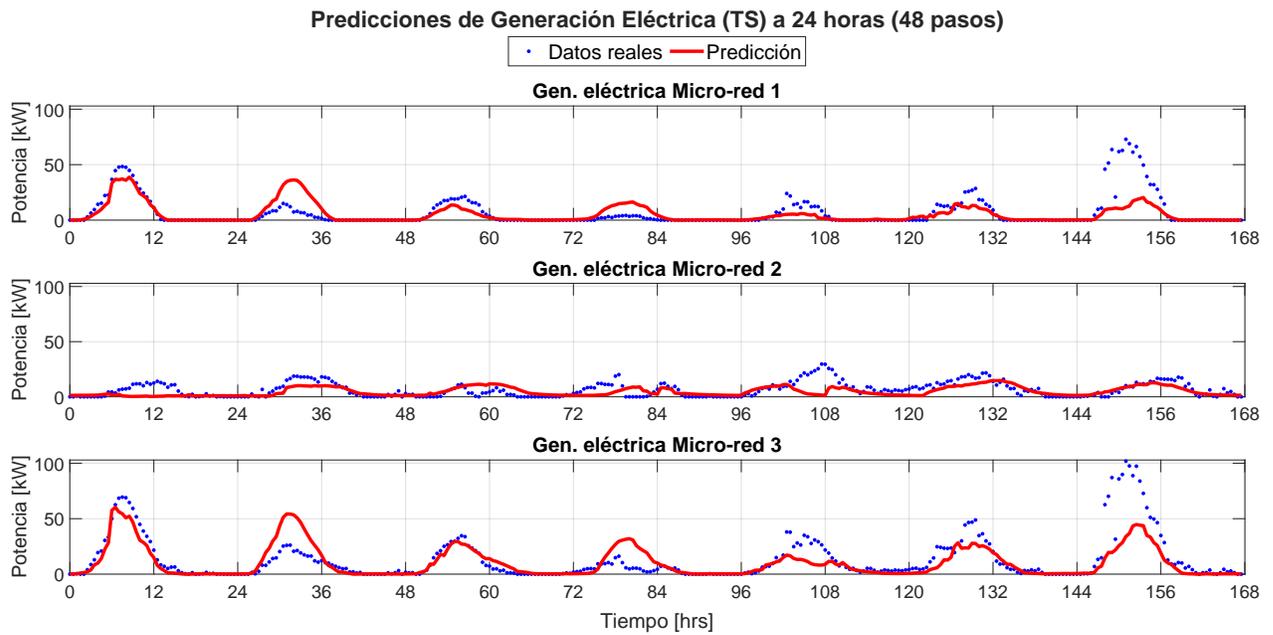


Figura 5.10: Predicciones de generación eléctrica a 24 horas con modelos TS.

A nivel gráfico, se puede observar que las predicciones de los modelos AR son ruidosas, y que en general no suelen mantenerse cerca de 0 cuando no existe generación. Por otra parte, los modelos TS presentan predicciones más suaves, y se mantienen cerca de 0 en los periodos en que no existe generación.

Al igual que en el caso de la demanda eléctrica, hay que recalcar las imprecisiones de los modelos de generación eléctrica cuando realizan predicciones a una gran cantidad de pasos de predicción. Nuevamente, es posible que la cantidad de datos disponibles para el entrenamiento no sea suficiente para que los modelos puedan generalizar adecuadamente sobre el comportamiento de la dinámica. Esta situación produce una acumulación del error de predicción junto con el aumento de los pasos de predicción utilizados en los modelos.

5.2.5. Generación de demanda hídrica

Como se menciona en la Sección 5.1.1, los datos de demanda hídrica han sido generados con un algoritmo basado en cadenas de Markov de estado binario (presentado en la Sección 2.1). Este algoritmo requiere definir una matriz de transición de probabilidades para que un individuo pueda transicionar entre un estado de consumo (de valor 1) y de no consumo (de valor 0).

Ante la falta de datos históricos de consumo para la estimación de las probabilidades de transición, se ha realizado una estimación heurística que toma como base un perfil de demanda hídrico utilizado en una investigación en Queensland, Australia [54]. El perfil a utilizar representa la demanda hídrica de un individuo de una residencia de múltiples personas durante 1 día. La Figura 5.11 destaca en color azul el perfil hídrico utilizado como base para estimar las probabilidades de transición.

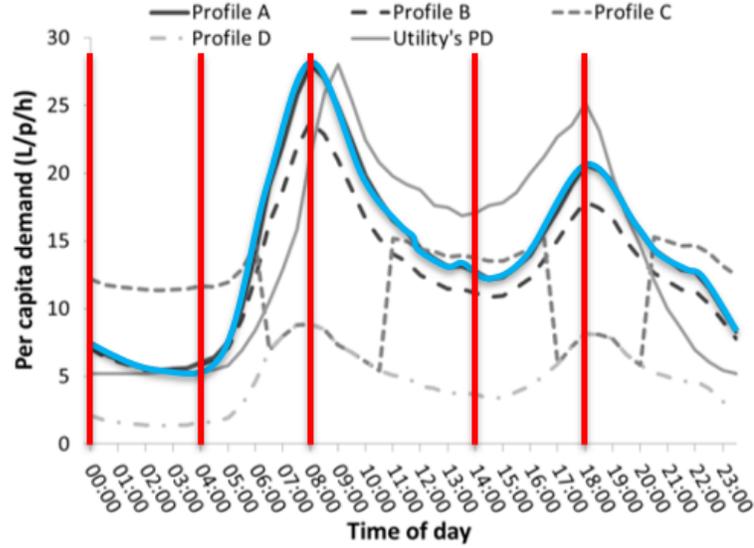


Figura 5.11: Perfil de demanda hídrica base. Extraído de [54].

El estudio de la demanda hídrica en este caso considera que la matriz de transición puede cambiar sus valores dependiendo del momento del día, tomando como supuesto el comportamiento específico de un individuo. Así, el perfil de demanda hídrica presentado en la Figura 5.11 se separa en distintos rangos de tiempo (o eventos), los cuales están delimitados por líneas de color rojo. La Tabla 5.14 presenta todos los rangos de tiempo (eventos) considerados para el día.

Tabla 5.14: Separación del día en eventos.

Evento	Rango de tiempo
Noche	00:00-04:00
Madrugada y mañana	04:00-08:00
Mañana hasta después de almuerzo	08:00-14:00
Tarde	14:00-18:00
Tarde y noche	18:00-00:00

Para estudiar el consumo de un individuo a lo largo del día, se supone que las matrices de transición son constantes durante un evento y solo cambian de valor cuando se cambia de evento. Las expresiones (5.3)-(5.7) muestran las matrices de transición asociadas a cada rango de tiempo.

$$P_{00:00-04:00} = \begin{bmatrix} 0.95 & 0.05 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

$$P_{04:00-08:00} = \begin{bmatrix} 0.4 & 0.6 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

$$P_{08:00-14:00} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0.056 & 0.944 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

$$P_{14:00-18:00} = \begin{bmatrix} 0.6 & 0.4 \\ 0.05 & 0.95 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$P_{18:00-00:00} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0.056 & 0.944 \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

Los valores utilizados en las matrices de transición buscan representar determinados comportamientos a lo largo del día:

- **Noche:** La matriz (5.3) representa un comportamiento nocturno de horas de sueño, donde es poco probable que exista consumo (p_{00} es alta y p_{01} es baja). Además se ha supuesto que, en caso de existir consumo, se dejará de consumir con total seguridad ($p_{10} = 1$ y $p_{11} = 0$).
- **Madrugada y mañana:** En el caso de las primeras horas de la mañana, la matriz (5.4) representa un comportamiento incremental del consumo de agua (p_{00} disminuye y p_{01} aumenta), debido a su uso, por ejemplo, en el aseo personal y desayuno. También se supone que, si existe consumo, este consumo continuará ocurriendo ($p_{10} = 0$ y $p_{11} = 1$).
- **Mañana hasta después de almuerzo:** Por su parte, la matriz (5.5) busca representar una disminución parcial del consumo de agua en las horas previas al almuerzo. Por esta razón, p_{10} tiene un valor no nulo, reflejando situaciones ocasionales donde se deja de consumir. Se supone además que, si no existe consumo, esta situación se mantendrá ($p_{00} = 1$ y $p_{01} = 0$).
- **Tarde:** Durante el periodo de la tarde, ocurre un incremento en el consumo de agua debido a que las personas ocupan sus viviendas para prepararse para la noche. Esto está representado a través de la matriz (5.6). En este caso, se considera un aumento progresivo, por lo que todas las probabilidades tienen un valor no nulo.
- **Tarde y noche:** Acercándose el final del día, el consumo de agua empieza a decrecer, lo cual está representado por la matriz (5.7). Para promover este decrecimiento, se supone además que, cuando no existe consumo, se sigue sin consumir ($p_{00} = 1$ y $p_{01} = 0$).

Así, considerando que al avanzar el día la matriz de transición va cambiando sus valores, se realiza una modificación al algoritmo de ejecución de la cadena de Markov para la demanda de 1 individuo. Esto queda descrito en el Algoritmo 4, donde las líneas 2, 3, 7 y 8 son las modificaciones al algoritmo base de la cadena de Markov.

Algoritmo 4: Cadena de Markov para Demanda Hídrica

```
1 inicializar Estado inicial en  $X(0) = 0$ ;  
2 definir Rangos de tiempo;  
3 definir Matrices de transición  $P_k$ ;  
4 definir Cantidad de datos a generar  $N_d$ ;  
5 para  $k = 0, 1, \dots, N_d$  hacer  
6   Medir estado actual  $X(k)$ ;  
7   Revisar el rango de tiempo al cual pertenece el instante  $k$ ;  
8   Seleccionar la matriz de transición  $P_k$  asociada;  
9   si  $X(k) = 0$  entonces  
10    |  $p \leftarrow p_{00}$ ;  
11   en otro caso  
12    |  $p \leftarrow p_{10}$ ;  
13   fin  
14    $N_r \leftarrow$  Valor aleatorio generado de  $\mathcal{U}(0, 1)$ ;  
15   si  $N_r > p$  entonces  
16    |  $X(k + 1) = 1$ ;  
17   en otro caso  
18    |  $X(k + 1) = 0$ ;  
19   fin  
20 fin
```

La demanda hídrica total de un grupo de individuos se simula ejecutando de manera independiente el Algoritmo 4 tantas veces como individuos se necesiten. Luego, todas esas ejecuciones se suman, lo que representa la cantidad de veces por muestra que existe consumo por parte del grupo simulado. Finalmente, el agregado del grupo se pondera por un factor de escala para representar demanda hídrica, obteniendo el perfil de demanda deseado.

La simulación de las demandas hídricas para cada micro-red considera una simulación de 90 días (muestreados cada 30 minutos), lo que equivale a $N_d = 4320$ datos por micro-red. La demanda hídrica de cada micro-red se genera con distintos parámetros, los que se muestran en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15: Parámetros para generación de datos de demanda hídrica.

Parámetro	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Factor de escala [lt/s]	$5.6 \cdot 10^{-3}$	$5.6 \cdot 10^{-3}$	$5.6 \cdot 10^{-3}$
Nº de personas	120	240	392

El factor de escala de la demanda que se utiliza para la generación de todas las demandas hídricas se toma en base al perfil de la Figura 5.11. El valor es elegido es de 20 [$lt/hr \cdot s$], el cual al transformarse a [lt/s] resulta en $5.6 \cdot 10^{-3}$ [lt/s].

La cantidad de personas presentes en las micro-redes 1 y 2 se estiman suponiendo 4 personas por vivienda. De esta forma, la micro-red 1 que tiene 30 viviendas considera un total de 120 personas. Por su parte, la micro-red 2 abarca 60 viviendas, por lo que hay un total de 240 personas.

En el caso de la micro-red 3, que corresponde a la escuela, se han tomado ciertos supuestos para determinar el comportamiento de su demanda y de la cantidad de individuos considerados. Uno de estos es que la demanda de la escuela se supone similar a la demanda de las viviendas, por simplicidad de la implementación del algoritmo de generación de datos. En cuanto a la estimación del número de personas, se supone un total de 300 estudiantes. A estos se les suma la cantidad de 32 docentes, estimada de acuerdo a un ratio de estudiantes por docente [56]. Adicionalmente, se consideran 60 personas que cumplen labores no docentes, estimadas como el 20 % del total de los alumnos. Así, el total de personas consideradas para la escuela es de 392.

Los datos resultantes se utilizan para la construcción de modelos de predicción de demanda hídrica. Adicionalmente, se realiza una interpolación lineal entre datos para cambiar el tiempo de muestreo de 30 minutos a 1 minuto. Estos datos interpolados se utilizan como demanda hídrica medida en el nivel de operación de la micro-red.

5.2.6. Demanda hídrica

Los datos de demanda hídrica generados se utilizan para construir modelos de predicción AR y TS, siguiendo los mismos procedimientos utilizados para la demanda y generación eléctricas. La Tabla 5.16 presenta las estructuras óptimas de los modelos AR y TS para la demanda hídrica de cada micro-red.

Tabla 5.16: Métricas de optimización de estructura de modelos de demanda hídrica.

	Tipo de Modelo	Nº de Regresores	Nº de Reglas	RMSE Ent. [lt/s]	NRMSE Ent. [%]	RMSE Val. [lt/s]	NRMSE Val. [%]
Micro-red 1	AR	48	-	0.0266	3.89	0.0416	6.08
	TS	31/48	3	0.0238	3.48	0.0261	3.81
Micro-red 2	AR	48	-	0.0462	3.26	0.0676	4.68
	TS	24/48	3	0.0321	2.39	0.0355	2.64
Micro-red 3	AR	48	-	0.0545	2.89	0.0801	4.15
	TS	48/48	2	0.0477	2.18	0.0482	2.20

En este caso, se sigue cumpliendo que los modelos TS utilizan menos regresores que los modelos AR, con excepción de la micro-red 3, donde ambos tipos de modelos utilizan igual cantidad de regresores. También se observa que los modelos TS presentan un menor error de entrenamiento y de validación con respecto a los modelos AR, por lo que los modelos TS logran una mejor aproximación de la dinámica de los datos.

Otra situación a considerar es que las magnitudes de los errores RMSE y los porcentajes de desviación del NRMSE son en general bastante menores con respecto al caso de la modelación de las variables eléctricas. Esto se debe a que los datos sintéticos de demanda hídrica tienen un comportamiento menos variable y más periódico, lo que permite una modelación más exacta de estos.

El desempeño de estos modelos se evalúa revisando el error de predicción a varios pasos, utilizando datos del conjunto de test. La Tabla 5.17 muestra los errores de predicción de ambos

tipos de modelos a varios pasos, para la demanda hídrica de cada micro-red. Adicionalmente, la Tabla 5.18 presenta la desviación porcentual de las predicciones con respecto a los datos, dada por el NRMSE.

Tabla 5.17: Error RMSE de predicción de modelos de demanda hídrica.

	RMSE [lt/s]	Pasos de Predicción				
		1 (30 min)	12 (6 hrs)	24 (12 hrs)	36 (18 hrs)	48 (24 hrs)
Micro-red 1	AR	0.1593	0.0752	0.0746	0.0733	0.0752
	TS	0.0169	0.0247	0.0241	0.0235	0.0234
Micro-red 2	AR	0.3260	0.1535	0.1506	0.1477	0.1506
	TS	0.0306	0.0485	0.0401	0.0397	0.0387
Micro-red 3	AR	0.5503	0.2414	0.2413	0.2374	0.2411
	TS	0.0349	0.0504	0.0478	0.0479	0.0469

Tabla 5.18: Error NRMSE de predicción de modelos de demanda hídrica.

	NRMSE [%]	Pasos de Predicción				
		1 (30 min)	12 (6 hrs)	24 (12 hrs)	36 (18 hrs)	48 (24 hrs)
Micro-red 1	AR	23.29	11.00	10.91	10.72	10.99
	TS	2.46	3.62	3.53	3.44	3.43
Micro-red 2	AR	24.29	11.43	11.22	11.01	11.22
	TS	2.28	3.61	2.98	2.96	2.88
Micro-red 3	AR	25.16	11.04	11.03	10.85	11.02
	TS	1.59	2.30	2.18	2.19	2.14

Se puede observar que los errores de predicción de los modelos TS son de 1 orden de magnitud menor que los modelos AR. Esto se aprecia mejor al comprobar las desviaciones porcentuales en la Tabla 5.18, donde los modelos TS no alcanzan a superar el 4% de error, mientras que los modelos AR tienen errores mayores al 10%. Así, los modelos TS realizan predicciones más confiables a más de 1 paso de predicción.

Las predicciones a 24 horas (48 pasos) para los modelos AR y TS se presentan en las Figuras 5.12 y 5.13 respectivamente. En concordancia con las métricas presentadas anteriormente, se observa que los modelos TS dan una mejor aproximación de los datos de demanda hídrica y tienen un comportamiento más suave que los modelos AR.

Predicciones de Demanda Hídrica (AR) a 1 día (48 pasos)

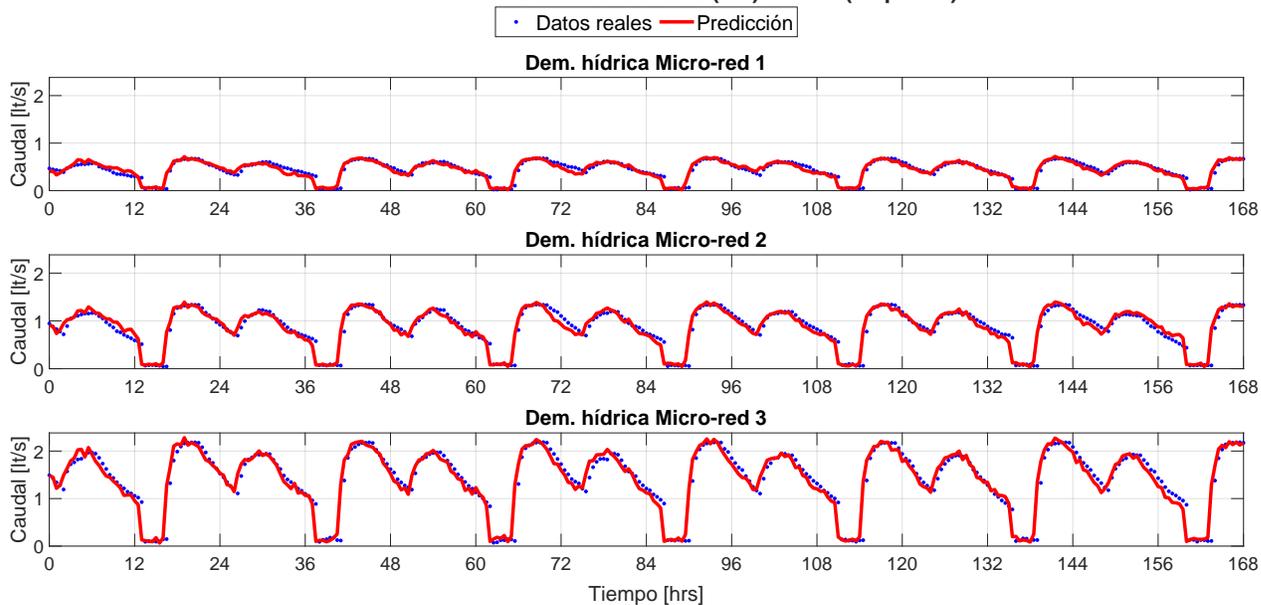


Figura 5.12: Predicciones de demanda hídrica a 24 horas con modelos AR.

Predicciones de Demanda Hídrica (TS) a 24 horas (48 pasos)

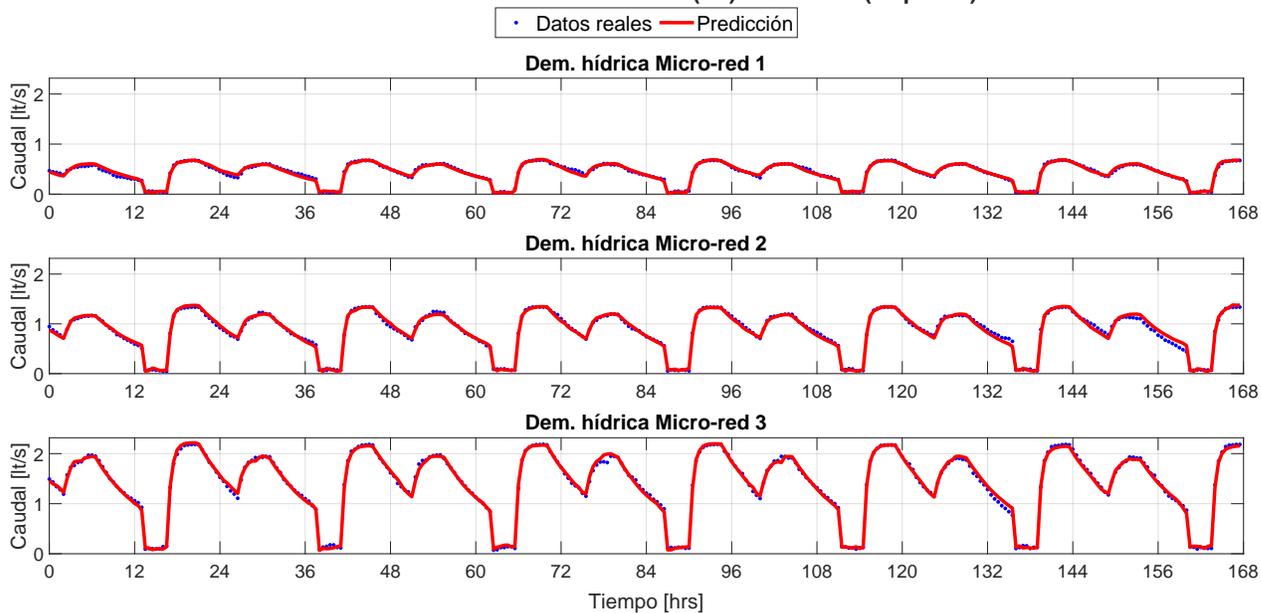


Figura 5.13: Predicciones de demanda hídrica a 24 horas con modelos TS.

5.3. EWMS para gestión de micro-redes agua-energía

Ya habiendo modelado la demanda eléctrica, generación eléctrica y la demanda hídrica, estos modelos se incorporan al diseño del sistema de gestión de agua y energía (EWMS) para un conjunto de tres micro-redes. Los parámetros de este caso de estudio están descritos en la Sección 5.1.

5.3.1. Consideraciones iniciales

Para evaluar el desempeño del EWMS propuesto, se han diseñado escenarios de simulación que consideran distintas condiciones a las que puede someterse el conjunto de micro-redes a controlar. Estos escenarios comparten algunas características en común, como lo son los precios del agua y la energía, cuyos valores se presentan en la Tabla 5.19. Estos precios se utilizan como señales de precios constantes durante las simulaciones. El precio del agua se toma de la tarifa de agua potable reportada en [55]. El precio de la energía se toma del caso de estudio presentado en [49], eligiendo el valor que predomina más tiempo durante el día.

Tabla 5.19: Precios del agua y energía para escenario base.

Precio del agua	Precio de la energía
644 [CLP/m^3]	110 [CLP/kWh]

Otra característica común entre escenarios es la recarga del acuífero. El perfil de recarga diseñado considera una recarga diaria de 10000 [lt]. Con el fin de utilizar la recarga en el EWMS y en la operación de la micro-red, los 10000 [lt] se han muestreado a 30 minutos (para el EWMS) y a 1 minuto (para la operación). Los valores resultantes son de 208.3333 [lt] (cada 30 minutos) para el EWMS y 6.9444 [lt] (cada 1 minuto) para la operación.

Las métricas de desempeño utilizadas para evaluar el desempeño del EWMS en cada escenario corresponden a:

- $RMSE_{P_{DNO}}$: Error de seguimiento RMSE en [kW] de la potencia importada total del conjunto de micro-redes con respecto a la potencia importada de referencia P_{DNO} entregada por el controlador predictivo del EWMS.
- $RMSE_{P_{mg}}$: Error de seguimiento RMSE en [kW] de la potencia neta de cada micro-red con respecto a la referencia P_{mgref} entregada por el controlador predictivo del EWMS.
- **Agua extraída del acuífero:** Cantidad de agua en [lt] extraída del acuífero por cada micro-red, obteniéndose a partir de la integración del caudal de extracción Q_p^i .
- **Energía consumida por bombas:** Energía en [kWh] que consumen las bombas por micro-red al realizar la extracción de agua. Se obtiene mediante la integración de la potencia P_p^i que consumen las bombas.
- **Agua comprada al DNO:** Cantidad de agua en [lt] comprada al DNO por cada micro-red. Se obtiene a partir de la integración del caudal de agua Q_{buy}^i importado por cada micro-red.

- $J_{Energía}$: Costo en [CLP] de la cantidad de energía importada del DNO. Se calcula en base a la ecuación (5.8):

$$J_{Energía} = \sum_{k=1}^{T_{sim}} C_{DNO}^P(k) \cdot P_{mg}(k) \cdot T_s^{inf} \quad (5.8)$$

donde T_{sim} es el tiempo de simulación expresado en cantidad de instantes según el tiempo de muestreo de operación T_s^{inf} y $P_{mg}(k)$ corresponde a la suma de las potencias reales intercambiadas de cada micro-red en el nivel de operación, lo que se expresa según la ecuación (5.9):

$$P_{mg}(k) = \sum_{i=1}^M P_{mg}^i(k) \quad (5.9)$$

- J_{Agua} : De forma análoga al caso de energía, J_{Agua} es el costo en [CLP] de la cantidad de agua importada del DNO. Se calcula de acuerdo a la ecuación (5.10):

$$J_{Agua} = \sum_{k=1}^{T_{sim}} C_{DNO}^Q(k) \cdot Q_{buy}(k) \cdot T_s^{inf} \quad (5.10)$$

donde $Q_{buy}(k)$ corresponde a la suma de los caudales de agua intercambiados de cada micro-red en el nivel de operación, descrita según la ecuación (5.11):

$$Q_{buy}(k) = \sum_{i=1}^M Q_{buy}^i(k) \quad (5.11)$$

- J_{Total} : Corresponde al costo total de operación en que se incurre durante toda la simulación. Se obtiene sumando los costos de energía y de agua, más los costos asociados a la penalización de las variaciones de las acciones de control. La métrica se calcula según la ecuación (5.12):

$$J_{Total} = J_{Energía} + J_{Agua} + \sum_{k=1}^{T_{sim}} \sum_{i=1}^M \lambda_{P_{mgref}} \cdot \Delta P_{mg}^i(k)^2 + \sum_{k=1}^{T_{sim}} \sum_{i=1}^M \lambda_{Q_p} \cdot \Delta Q_p^i(k)^2 \quad (5.12)$$

Todos los escenarios consideran un tiempo de simulación de $T_{sim} = 7$ [días] (168 horas). Las siguientes secciones presentan las características, resultados y análisis de cada escenario de simulación.

5.3.2. Escenario base con modelos AR y TS

Este escenario busca comparar el desempeño del EWMS según el tipo de modelos predictivos que utiliza, los cuales pueden ser modelos lineales AR o modelos difusos TS. La comparación considera señales de precios de agua y energía constantes de acuerdo a la Tabla 5.19. También se considera que todos los estanques de agua están interconectados entre sí, y que todas las bombas eléctricas están conectadas cada una a su micro-red respectiva.

La comparación entre la implementación del EWMS con modelos AR y TS considera el estudio de variables eléctricas e hídricas relevantes. En el caso de las variables eléctricas,

interesa estudiar la evolución de las variables eléctricas como lo son la potencia total importada desde el DNO P_{DNO} , la potencia intercambiada entre micro-redes P_{mgref}^i y el estado de carga de los bancos de baterías SoC^i . La Figura 5.14 muestra una comparación entre los dos casos (AR y TS) de la evolución de la potencia importada P_{DNO} por el conjunto de tres micro-redes. En el gráfico se presenta la potencia de referencia a importar del conjunto, calculada por el EWMS, mediante una curva roja. Por su parte, la curva azul representa la potencia real importada por el conjunto de micro-redes para su operación.

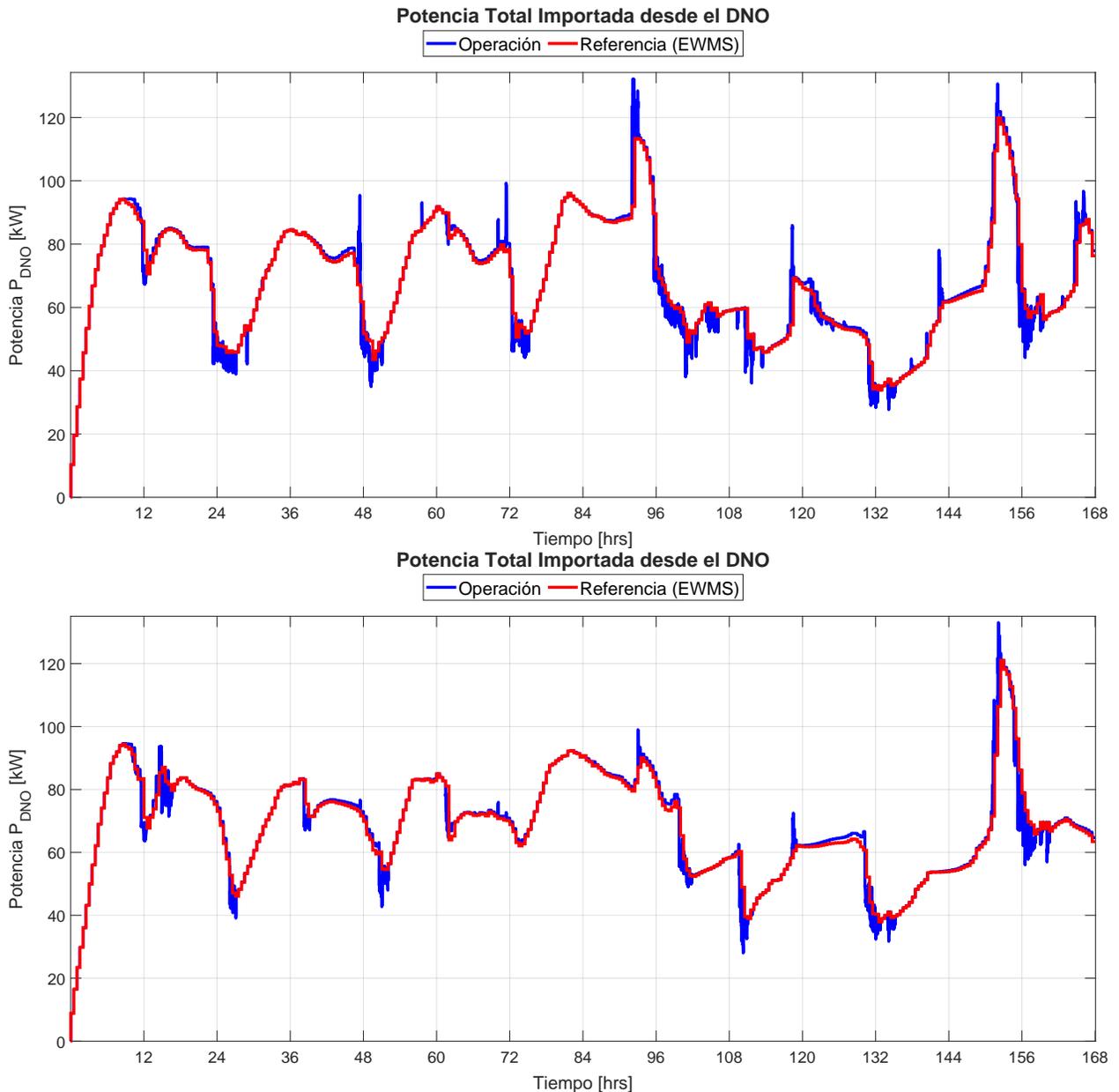


Figura 5.14: Potencia total intercambiada con el DNO (AR arriba y TS abajo).

Al comparar ambos gráficos de la Figura 5.14, se puede observar que la potencia importada de referencia tiene un comportamiento similar en ambas implementaciones (AR y TS). Las diferencias se dan en que la implementación con modelos TS tiende a ser más consistente

en sus valores, teniendo menos cambios bruscos de gran magnitud en comparación a la implementación con modelos AR. Este comportamiento se aprecia, por ejemplo, cerca de las 48 horas de simulación, donde la implementación AR tiene una bajada que va aproximadamente desde los 80 [kW] hasta los 40 [kW]. En el caso con modelos TS, esta bajada es más gradual, va aproximadamente desde los 80 [kW] hasta poco menos de 60 [kW].

Otra diferencia importante entre ambos casos de implementación es que, en el caso con modelos TS, la potencia importada real se mantiene cerca de la potencia importada de referencia, presentando desviaciones de menor magnitud y en menor cantidad en comparación al caso con modelos AR. Esta observación es apoyada por la Tabla 5.20, donde se presenta el error RMSE entre la potencia importada de referencia y la potencia importada real. En concordancia con la Figura 5.14, el caso con modelos TS presenta menor RMSE.

Tabla 5.20: Error RMSE entre potencia importada real y potencia importada dada por el EWMS.

	EWMS con modelos AR	EWMS con modelos TS
RMSE [kW]	3.81	3.23

Una comparación con más detalle en la evolución de la potencia neta por micro-red se puede observar en la Figura 5.15, donde, tal como en el caso de la Figura 5.14 con la potencia intercambiada total, se observa que el caso con modelos TS presenta un mejor seguimiento (por micro-red) de la referencia de potencia dada por el EWMS, en comparación con el caso con modelos AR, que presenta mayor número de desviaciones.

La presencia de desviaciones en el seguimiento de referencia puede explicarse en parte porque el controlador a nivel de operación es un control por reglas lógicas convencionales, cuyo comportamiento es no lineal debido a que la obtención de la acción de control implica realizar operaciones de máximo y/o mínimo, las cuales son no lineales. Otra razón tiene que ver con el comportamiento de las predicciones de los modelos, pues los modelos AR tienen predicciones más ruidosas. Esto hace que las imprecisiones influyan en la obtención de las acciones de control, y por ende, afecten la operación de las micro-redes.

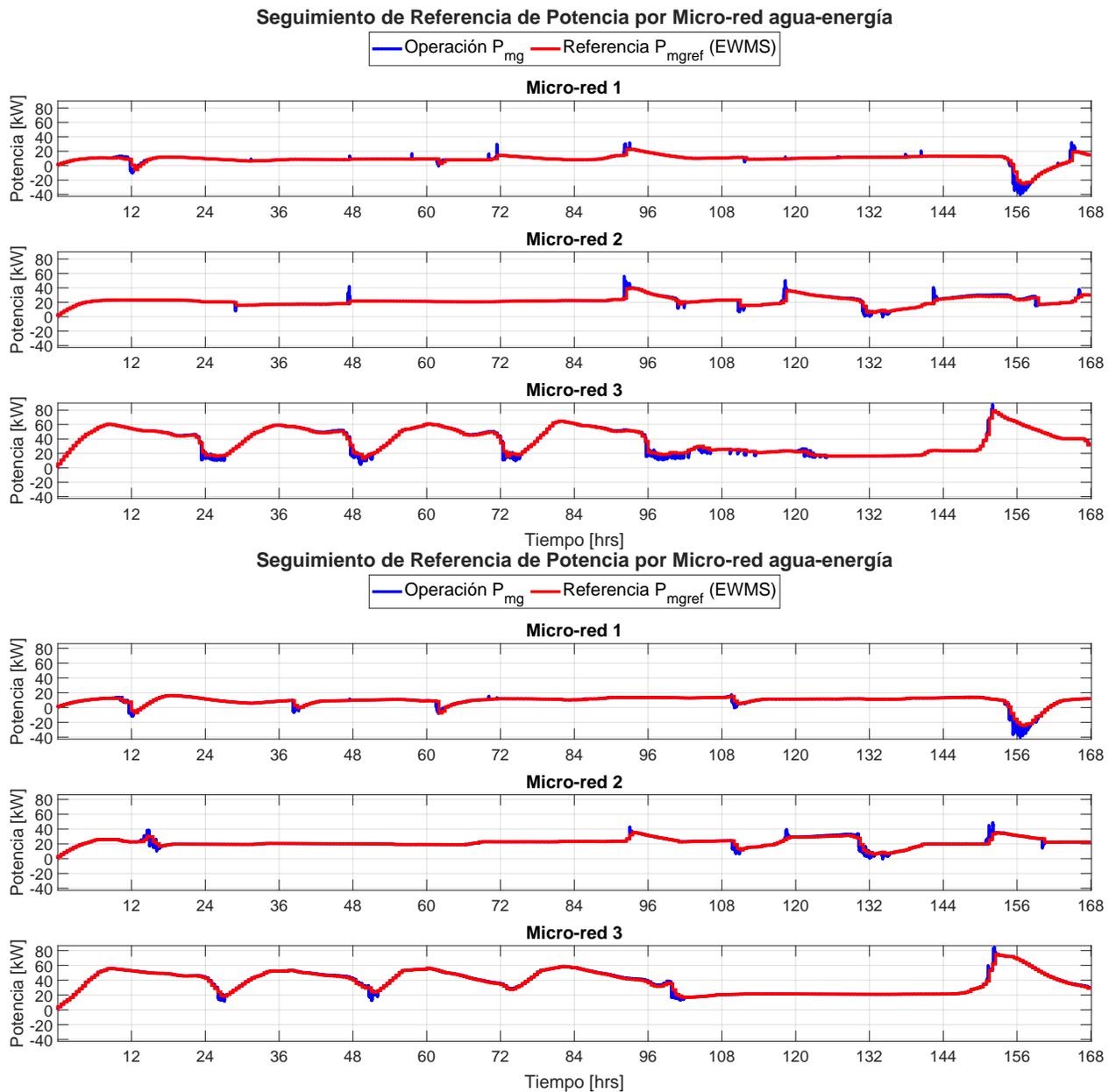


Figura 5.15: Potencia intercambiada con el DNO por micro-red (AR arriba y TS abajo).

En el caso del banco de baterías por micro-red, la Figura 5.16 presenta la evolución de los estados de carga por micro-red para los casos con modelos AR y TS. En general, en ambos casos los estados de carga tienen un comportamiento similar. Sin embargo, existen algunas diferencias notables, como por ejemplo el estado de carga en la micro-red 3 en el caso AR, donde su banco de baterías llega al límite superior de carga a las 96 horas, manteniéndose en dicho límite la mayor parte de su tiempo hasta poco después de las 120 horas. Esto significa que el banco de baterías está cargado, pero no realiza un aporte en el balance de potencia de la micro-red durante dicho intervalo de tiempo.

El comportamiento del estado de carga de la micro-red 3 en el mismo intervalo de tiempo, pero con los modelos TS, se diferencia del caso con AR en que la batería tiene zonas de carga

y descarga, teniendo una participación más activa en el balance de potencia de la micro-red.

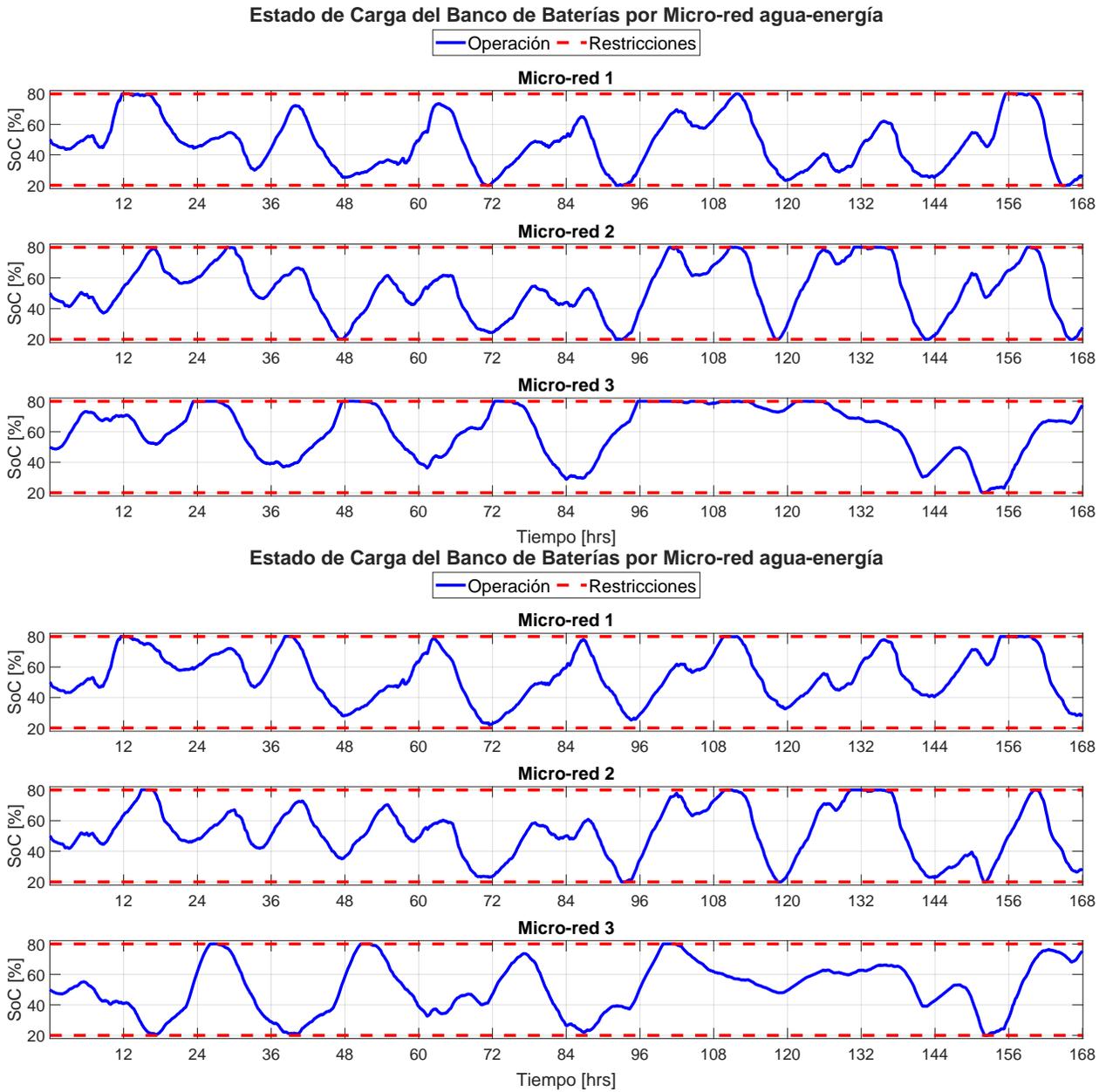


Figura 5.16: Estado de carga de bancos de baterías por micro-red (AR arriba y TS abajo).

En el caso de las variables hídricas, es de interés estudiar el caudal total importado desde el DNO Q_{DNO} , el caudal de agua importado por micro-red Q_{buy}^i , la potencia consumida por las bombas eléctricas P_p , el caudal extraído por estas bombas Q_p^i , el caudal intercambiado entre estanques Q_t^i , el volumen de agua en los estanques V_{Tank}^i y el agua estimada disponible en el acuífero EAW . La comparación del caudal importado desde el DNO entre los casos con modelos AR y TS se presenta en la Figura 5.17.

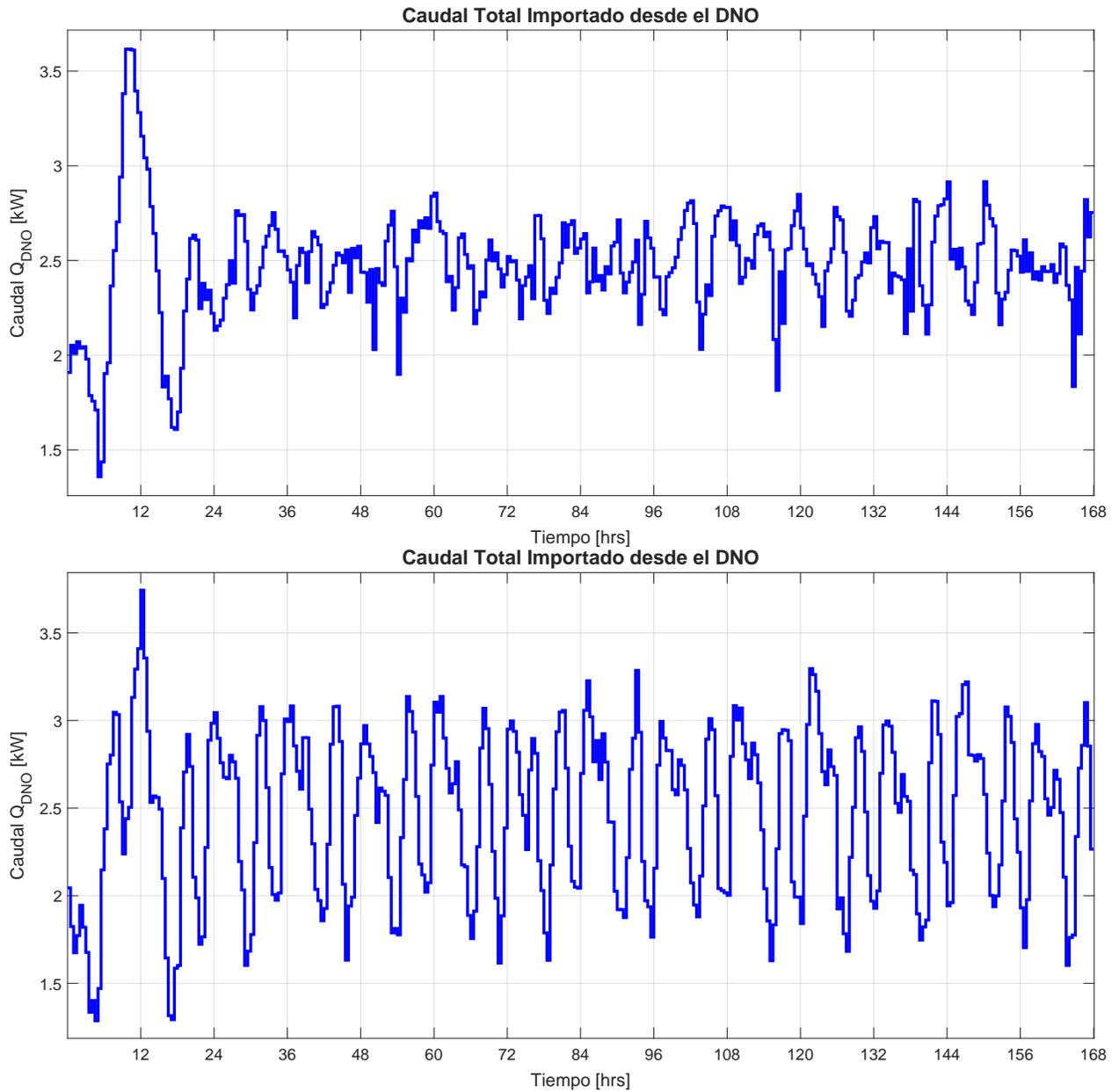


Figura 5.17: Caudal de agua total intercambiado con el DNO (AR arriba y TS abajo).

El comportamiento de ambos casos se diferencia en que el caso AR presenta oscilaciones de menor magnitud, manteniendo un valor de caudal comprado más estable que en el caso TS, donde hay variaciones de mayor magnitud. Cabe mencionar que, en ambos casos, el comportamiento variable de Q_{DNO} se mantiene durante toda la simulación. El caudal importado por micro-red se puede observar con mayor detalle en la Figura 5.18, donde se puede observar que, para el caso AR, los caudales por micro-red (con excepción del inicio) presentan poca variabilidad, mientras que en el caso TS presentan mayor variabilidad, lo que concuerda con los correspondientes caudales importados totales de la Figura 5.17. Otra observación notable que tienen estos caudales (dentro de un mismo caso de modelos) es que son similares tanto en comportamiento como en magnitud, lo cual se debe a que los estanques están interconectados por tuberías.

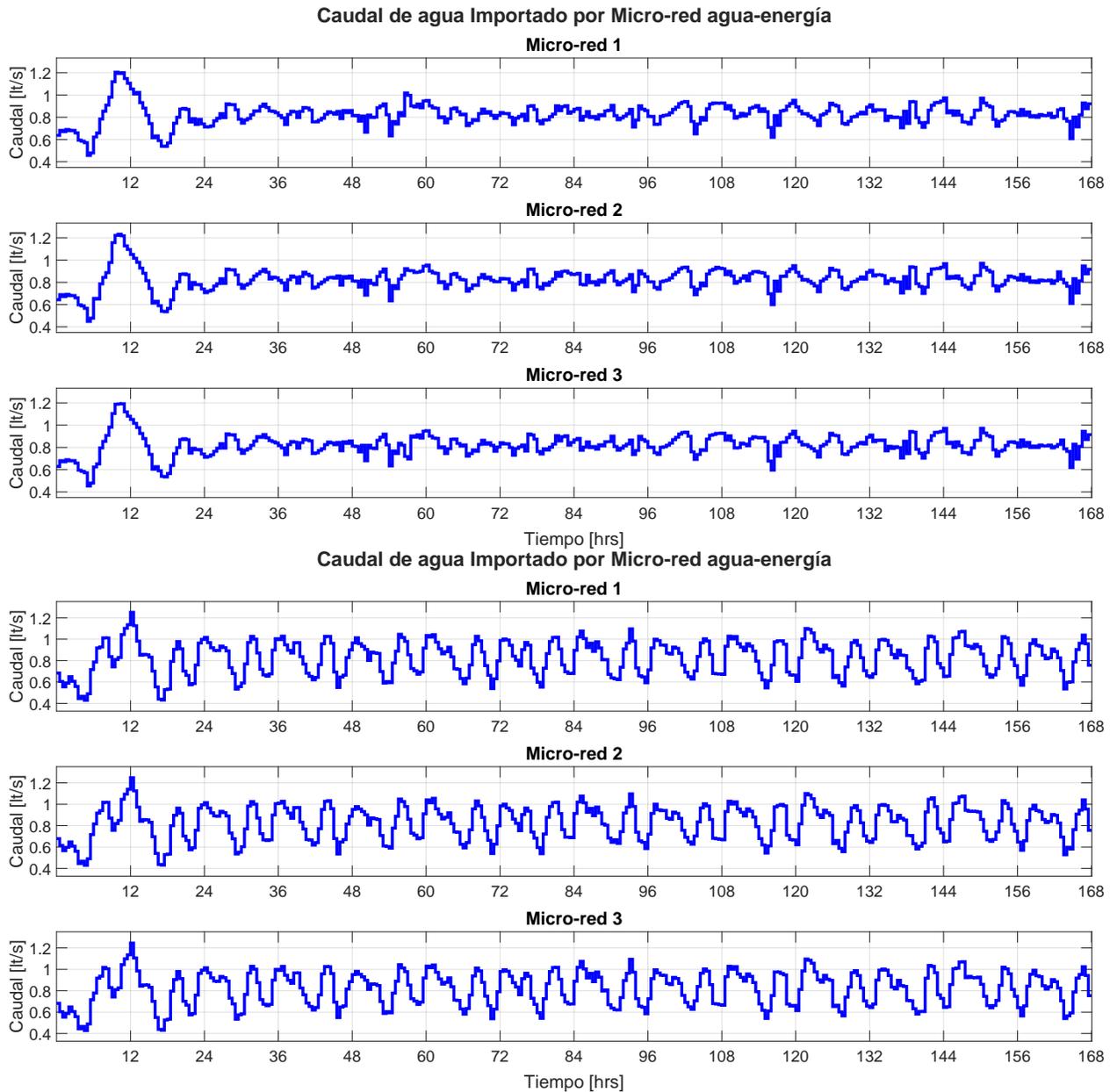


Figura 5.18: Caudal intercambiado con el DNO por micro-red (AR arriba y TS abajo).

Ya habiendo discutido las variables relacionadas al agua comprada, las Figuras 5.19 y 5.20 presentan las potencias consumidas por bombas eléctricas y caudal de agua extraído por las bombas respectivamente. El comportamiento de las curvas de potencia y caudal tienen un comportamiento similar, ya que la potencia es una función lineal del caudal, como muestra la ecuación (5.13). Por dicha razón, el análisis de estos resultados se hace con ambas Figuras en conjunto.

$$P_p^i(k+j) = M_p^i B Q_p^i(k+j) (h_{ptub} + h_{Tank-max}) \quad (5.13)$$

A primera vista se puede observar que las bombas están menos tiempo encendidas en la micro-red 3 para el caso con modelos TS, y que el caso con modelos AR tiende a alcanzar valores mayores de caudal de extracción. Por otra parte, la bomba de la micro-red 2 pasa menos tiempo encendida en el caso con modelos TS, pero alcanza valores mayores de caudal

con respecto al caso con modelos AR.

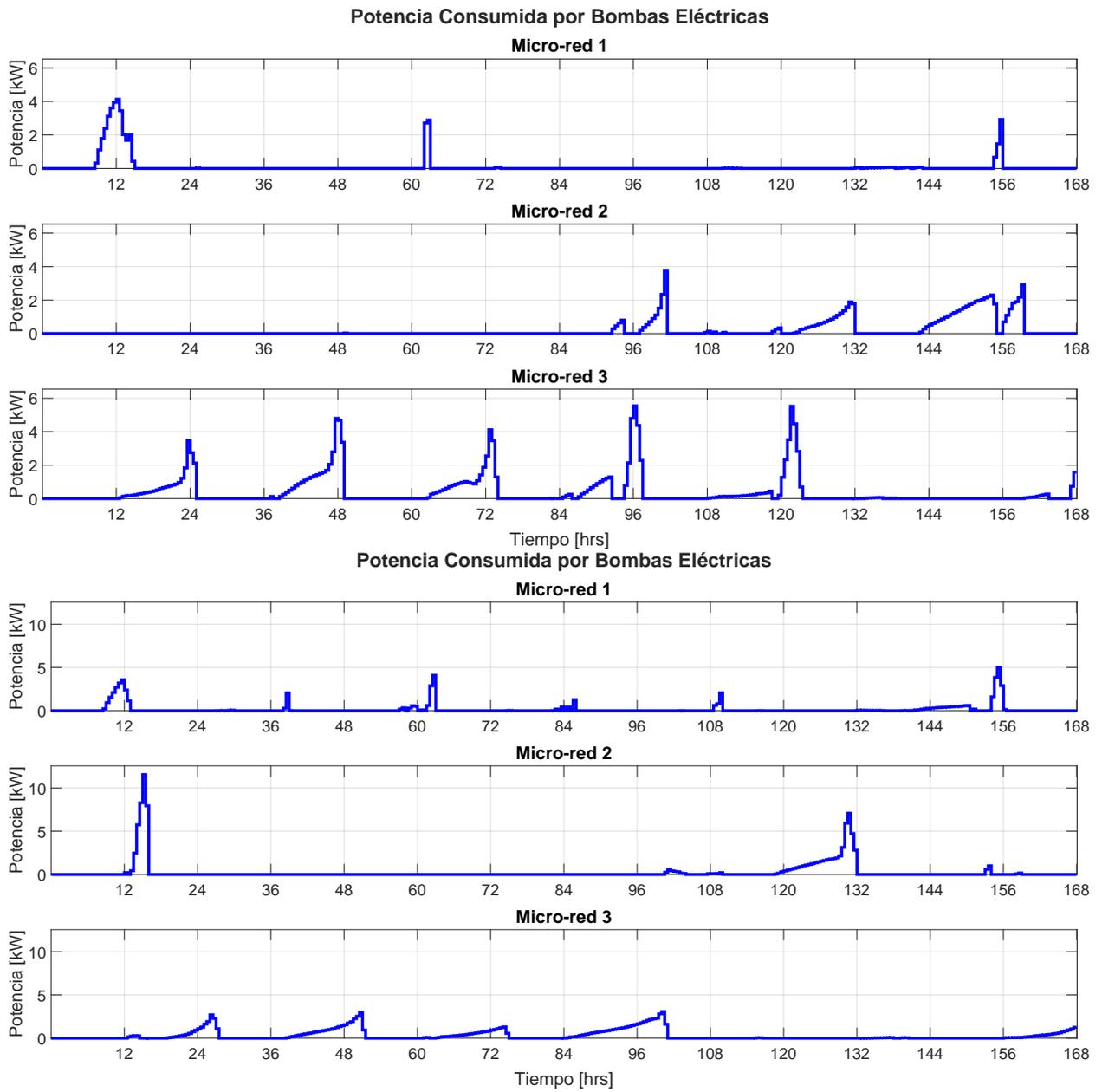


Figura 5.19: Potencia consumida por bombas eléctricas (AR arriba y TS abajo).

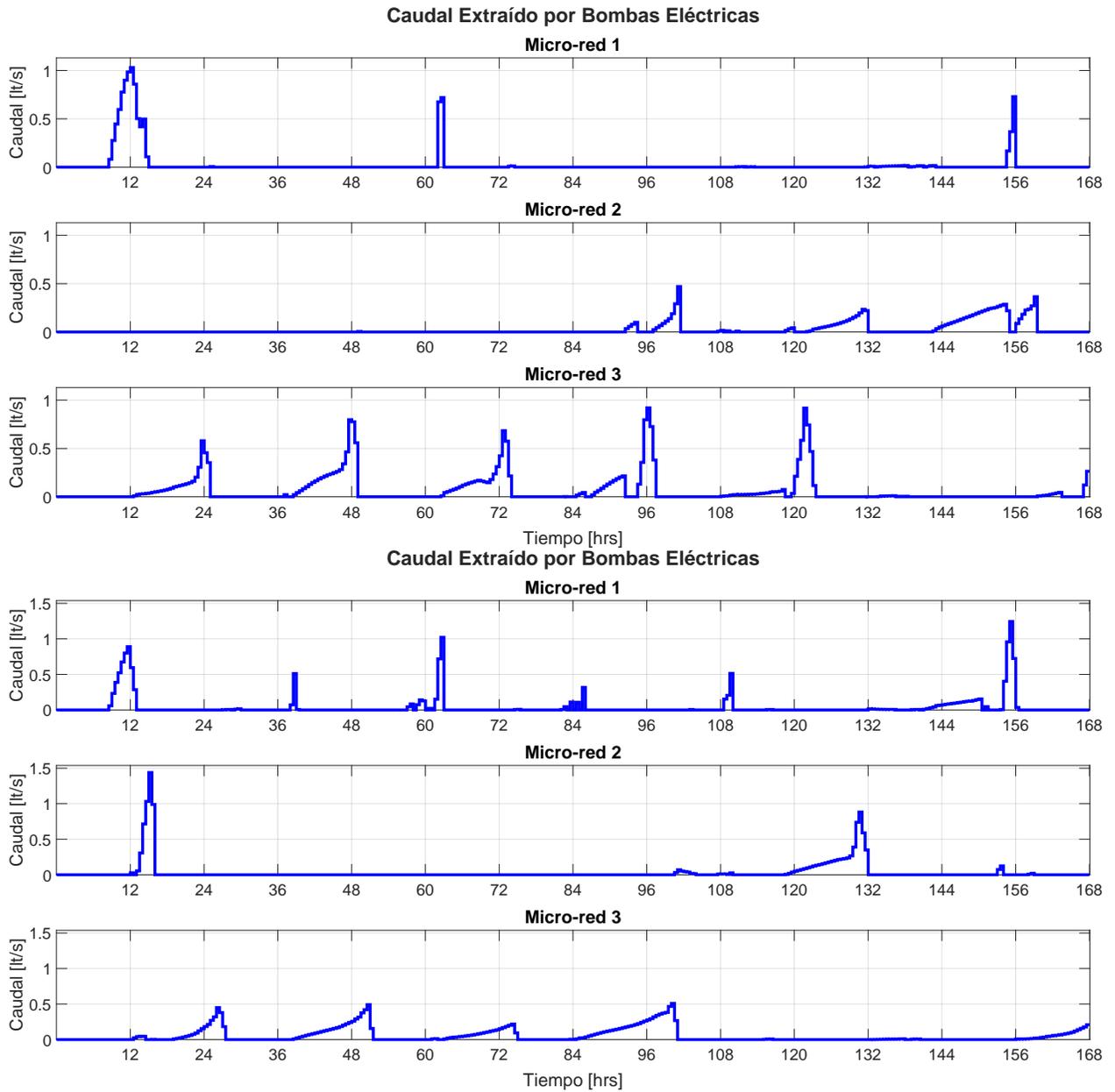


Figura 5.20: Caudal extraído por bombas eléctricas (AR arriba y TS abajo).

La interconexión entre estanques les permite compartir agua entre sí. La Figura 5.21 presenta el caudal intercambiado por micro-red para ambos tipos de modelos. De acuerdo a la definición del caudal Q_t , cuando $Q_t \geq 0$ significa que la micro-red está enviando agua, y cuando $Q_t < 0$ la micro-red está recibiendo agua. Esto se representa mediante el coloreo del área de los gráficos de la Figura 5.21, donde verde representa la zona de caudal enviado y celeste la zona de caudal recibido.

Al comparar los caudales para ambos casos de tipos de modelos, se puede ver que en general se comportan de manera similar, con la micro-red 1 enviando agua durante la mayor parte de la simulación, la micro-red 3 recibiendo agua la mayor parte del tiempo, y la micro-red 2 manteniéndose estable, enviando o recibiendo pocas cantidades de agua. A partir de esto se puede inferir que, de manera general, la micro-red 3 es la que más agua recibe de

sus vecinas, siendo la micro-red 1 la unidad que más agua le envía. Esto se debe a que la micro-red 3 no puede satisfacer su demanda solamente con agua extraída del pozo y agua comprada al DNO, por lo que debe recurrir al apoyo de las micro-redes 1 y 2.

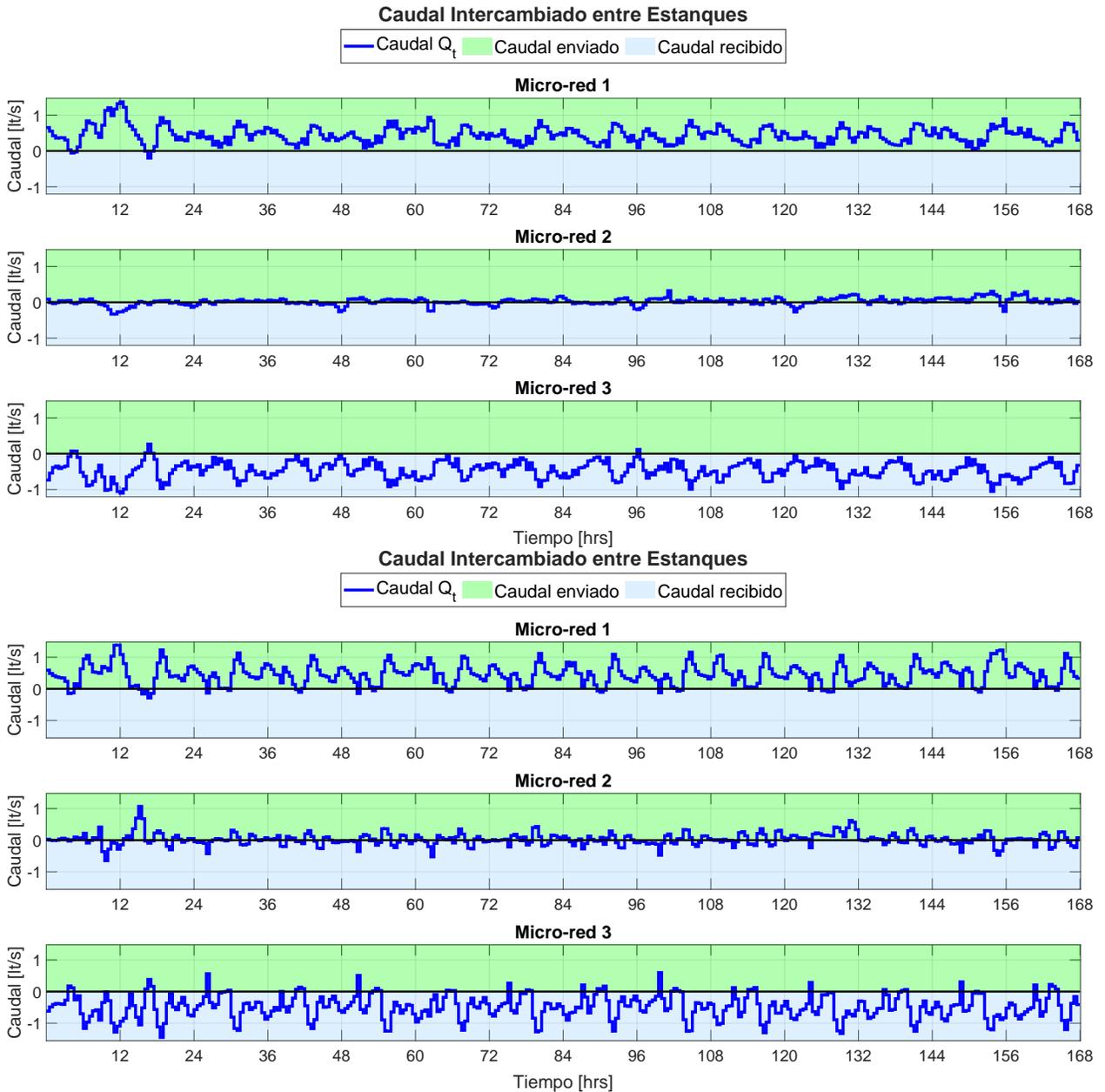


Figura 5.21: Caudal intercambiado entre estanques (AR arriba y TS abajo).

Los estanques de agua se encargan de acumular el agua de diferentes fuentes, para que luego se distribuya con el fin de satisfacer las demandas de cada micro-red, con la posibilidad de apoyar a otras enviándoles agua, como es en este caso. La Figura 5.22 muestra la evolución del volumen de agua de los estanques por cada micro-red, para las implementaciones del EWMS con ambos tipos de modelos.

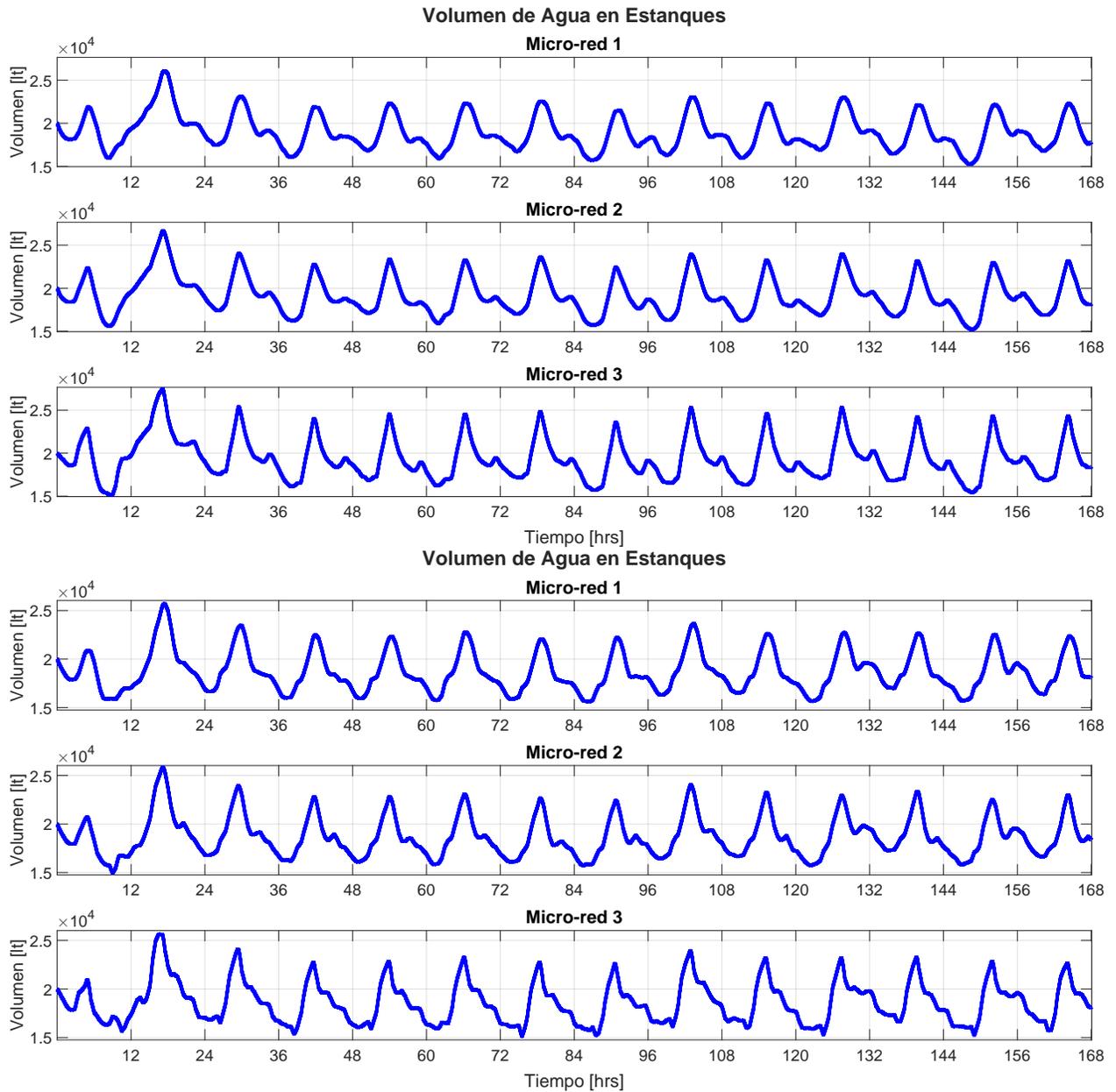


Figura 5.22: Volumen de agua de estanques por micro-red (AR arriba y TS abajo).

Se puede observar que las curvas de volumen de los estanques son bastante similares en las implementaciones con ambos tipos de modelos, donde en general, el caso con modelos AR tiene valores máximos de volumen mayores que en el caso TS. Sin embargo, la observación más notable es que, ya sea para el caso con modelos AR o con modelos TS, las curvas de volumen por micro-red tienen un comportamiento bastante similar entre sí. Esto se debe a que existe la interconexión entre estanques que les permite compartir agua para compensar lo que a cada micro-red le falta para satisfacer su demanda, de acuerdo al balance de agua en las tuberías expresado por la ecuación (5.14):

$$\sum_{i=1}^M Q_t^i(k+j) = 0 \quad (5.14)$$

De esta forma, la interconexión produce una especie de “estanque virtual” compuesto de los tres estanques de agua de cada micro-red, las que en conjunto buscan satisfacer las demandas hídricas existentes.

Otra variable relevante a estudiar es la evolución del agua en el acuífero, a través del agua estimada disponible EAW . La Figura 5.23 muestra la evolución del agua disponible en el acuífero para la implementación del EWMS con ambos tipos de modelo. La dinámica de EAW está descrita de acuerdo a la ecuación (5.15):

$$EAW(k + 1) = EAW(k) + R_p(k) - \sum_{i=1}^M Q_p^i(k) \cdot T_s \quad (5.15)$$

para la cual se utiliza una recarga R_p constante (ver Sección 5.3.1). Si bien al inicio el agua del acuífero aumenta producto de la recarga, está empieza a disminuir cerca de las primeras 12 horas de simulación. Las diferencias se dan a partir de este punto, pues en el caso con modelos TS, el agua del acuífero disminuye más que en el caso con modelos AR. Luego empiezan ciclos de decrecimiento y recuperación del volumen de agua, donde se observa que la recuperación en los modelos AR es mayor que en el caso con modelos TS, aunque con decrecimientos del nivel más profundos. Por su parte, los decrecimientos en el caso TS en general son menos profundos, y la recuperación es menor al caso AR.

Las diferencias antes descritas entre ambas implementaciones tienen que ver con la forma en las bombas realizan la extracción de agua. De acuerdo a los resultados expuestos en las Figuras 5.19 y 5.20, el decrecimiento inicial tiene que ver con el alto caudal de extracción en la micro-red 1 para el caso con modelos AR, y la micro-red 2 para el caso con modelos TS. Luego, todas las subidas y bajadas más profundas en el caso con modelos AR tienen que ver con el funcionamiento de las bombas, que en general es más frecuente y con mayor extracción que el caso con modelos TS.

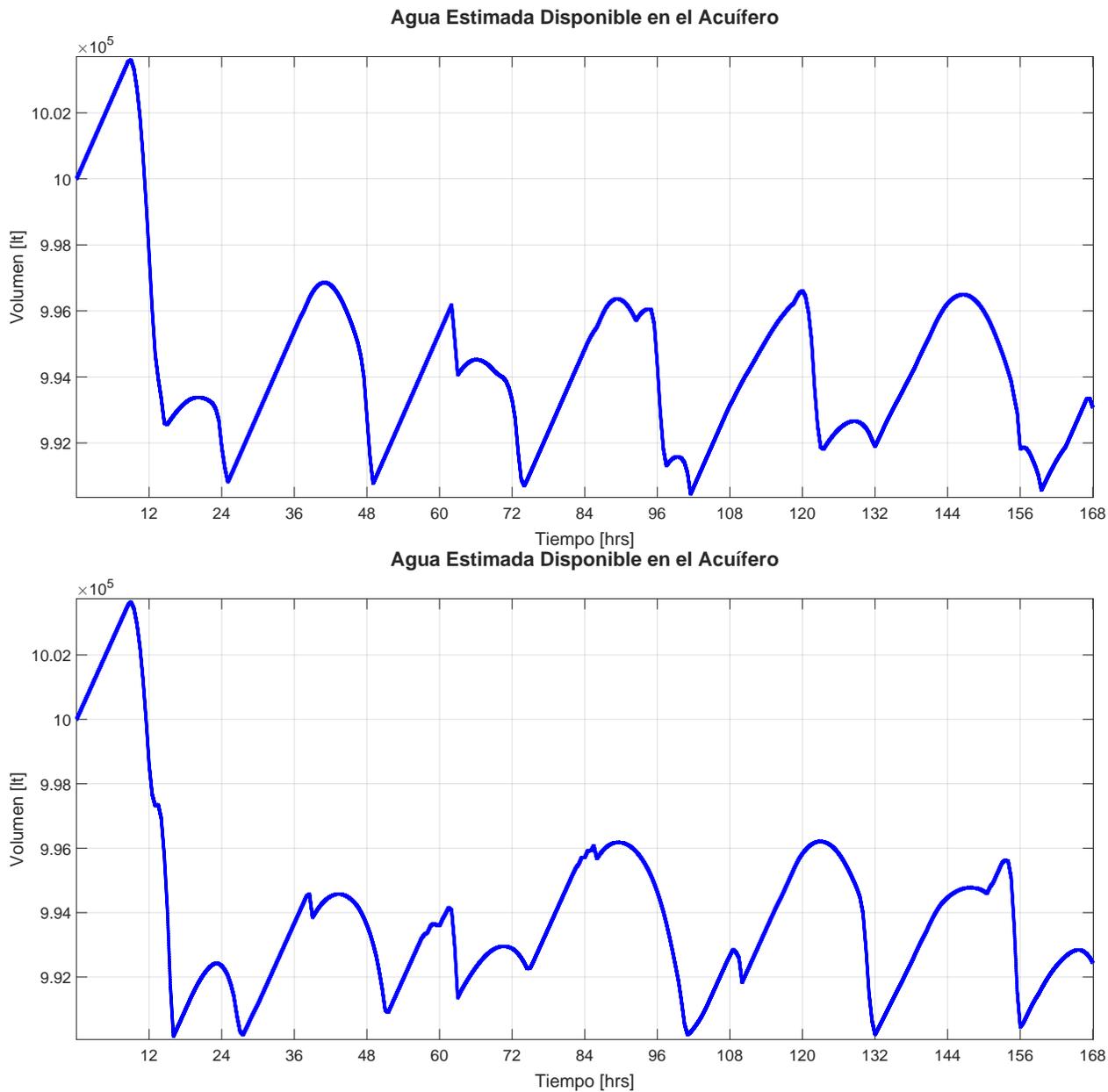


Figura 5.23: Agua estimada disponible en el acuífero (AR arriba y TS abajo).

El desempeño de ambas implementaciones se resume en las métricas presentadas en las Tablas 5.21 para el caso con modelos AR y 5.22 para el caso con modelos TS. En concordancia con los resultados presentados, se puede ver que el error de seguimiento de referencia de potencia por micro-red en el caso TS es menor al caso AR. En cuanto al agua extraída del acuífero, el caso TS hace más uso de ella, implicando también un mayor gasto energético por parte de las bombas en cada micro-red. La excepción es la micro-red 3, que extrae más agua y consume más energía en el caso AR.

En el caso de la cantidad de agua comprada al DNO, ambos casos tienen cantidades bastante similares, siendo el caso TS el que compra menos agua para la micro-red 1 (910 [t] menos), pero compra más agua para las micro-redes 2 y 3, en comparación al caso AR (80 [t]

más y 380 [lt] más respectivamente).

En resumen, se puede observar que el caso TS extrae más agua del acuífero, y por ende las bombas consumen más energía, pero compra menos agua al DNO.

Tabla 5.21: Métricas de desempeño EWMS (caso AR).

	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3	Suma
$RMSE_{PMG}$ [kW]	2.0600	2.0400	2.2100	-
Agua extraída del acuífero [lt]	18723	16871	41315	76909
Energía consumida por bombas [kWh]	20.8730	37.6150	69.0888	127.5768
Agua comprada al DNO [lt]	498830	498480	496270	1493580

Tabla 5.22: Métricas de desempeño EWMS (caso TS).

	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3	Suma
$RMSE_{PMG}$ [kW]	2.0500	1.6500	1.5700	-
Agua extraída del acuífero [lt]	25475	19956	32117	77548
Energía consumida por bombas [kWh]	28.3997	44.4951	53.7072	126.6020
Agua comprada al DNO [lt]	497920	498560	496650	1493130

Por el lado económico, la Tabla 5.23 presenta los costos en los que incurre cada tipo de implementación durante este escenario base. Se puede observar que la implementación con TS tiene un menor costo de operación, además de incurrir en un menor gasto en compra de energía y de agua al DNO.

Tabla 5.23: Comparación de costos entre modelos AR y TS para escenario base.

Tipo de modelo	J_{total} [CLP]	$J_{Energía}$ [CLP]	J_{Agua} [CLP]
AR	2234896	1269713	961954
TS	2232531	1269541	961659

Los resultados económicos, sumados al análisis eléctrico e hídrico realizado anteriormente, ayudan a determinar que la implementación del EWMS con modelos TS tiene un mejor desempeño que la implementación con modelos AR.

El resto de escenarios de simulación supone el uso del EWMS con modelos TS.

5.3.3. Desconexión de estanques de agua

En este escenario se pretende estudiar el comportamiento de la extracción de agua y los niveles de los estanques de agua por separado. Para esto se asume que no existe la interconexión de tuberías, y por tanto no existe el caudal Q_t^i transitando por ellas. Así, la restricción que se muestra en (5.16) elimina este término:

$$Q_{Tank}^i(k+j) = Q_p^i(k+j) + Q_{buy}^i(k+j) - \underbrace{Q_t^i(k+j)}_{=0} - \widehat{Q}_L^i(k+j) \quad (5.16)$$

Al igual que en el escenario base, se conserva el uso de señales de precios constantes de agua y energía y la conexión de las bombas eléctricas a su micro-red respectiva. Considerando que este escenario involucra un cambio en la parte hídrica del problema, solo se analizan las variables hídricas. Los resultados asociados a variables eléctricas se encuentran en el Anexo A.1.

La importación de agua desde el DNO se analiza a través de las Figuras 5.24 y 5.25. Como en este escenario los estanques no están interconectados, las micro-redes no pueden intercambiar agua, por lo que cada una de ellas tiene que ser capaz de satisfacer su demanda hídrica, ya sea a través de extracción desde el acuífero o mediante compra al DNO. Según la Tabla 5.2, la micro-red 1 es la que posee menores valores de demanda hídrica, seguida de la micro-red 2 y finalmente la micro-red 3, con la mayor demanda hídrica del conjunto. Esa observación concuerda con los resultados de la Figura 5.25, donde cada micro-red compra agua dependiendo de la demanda que necesita cubrir.

El efecto de las diferentes compras por parte de cada micro-red se ve reflejado en la compra total del conjunto en la Figura 5.24. En comparación al escenario base (ver Figura 5.17), se tienen valores de caudal más altos durante la simulación.

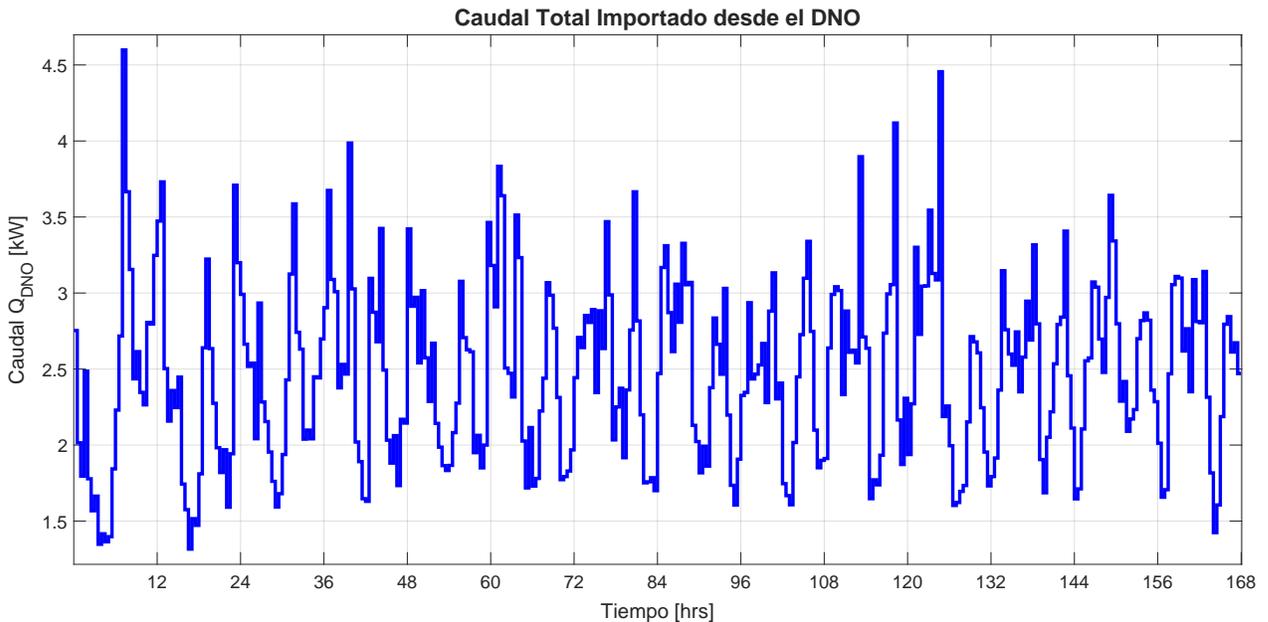


Figura 5.24: Caudal de agua total intercambiado con el DNO (estanques desconectados).

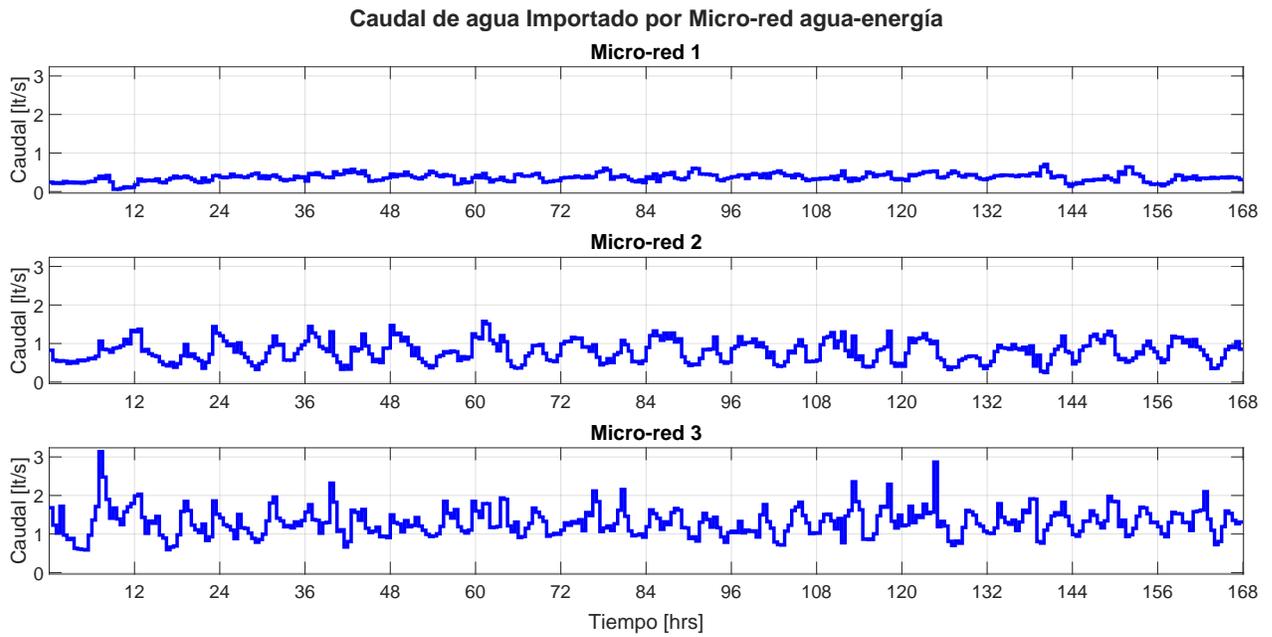


Figura 5.25: Caudal intercambiado con el DNO por micro-red (estanques desconectados).

La potencia consumida por las bombas eléctricas y sus caudales extraídos se presentan en las Figuras 5.26 y 5.27 respectivamente. Al realizar una comparación visual de las curvas con respecto al caso base (ver Figuras 5.19 y 5.20), se observa que no existe mayor diferencia en funcionamiento y magnitudes de caudal y potencia alcanzados.

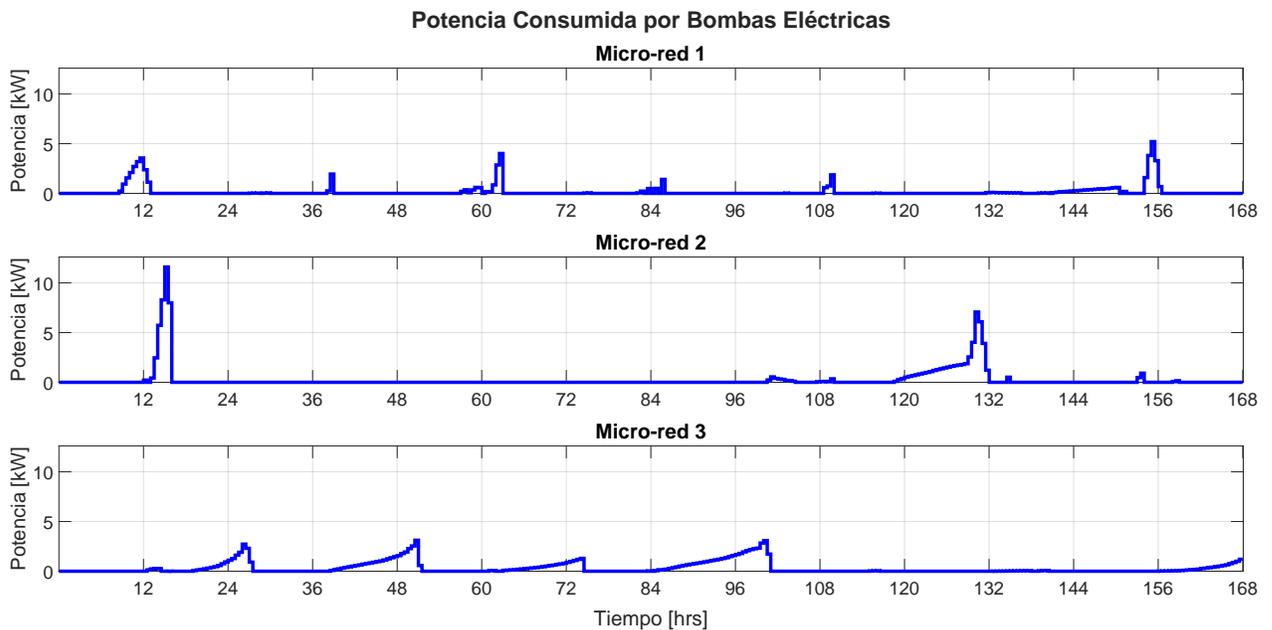


Figura 5.26: Potencia consumida por bombas eléctricas (estanques desconectados).

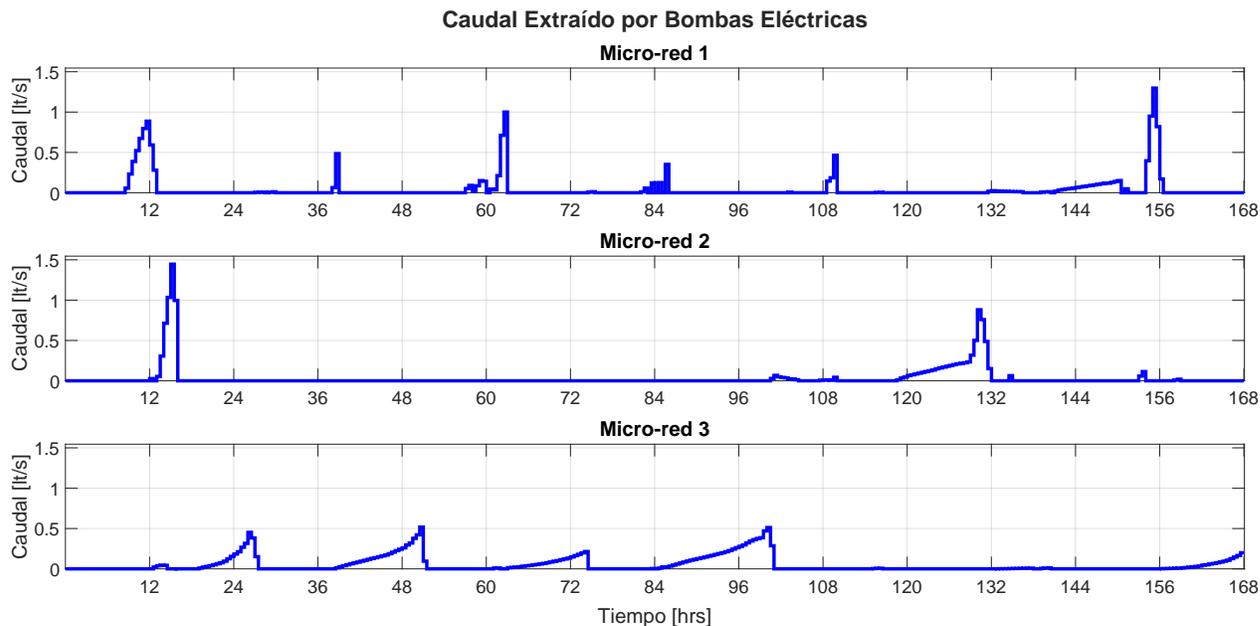


Figura 5.27: Caudal extraído por bombas eléctricas (estanques desconectados).

El efecto de la desconexión de los estanques también se puede observar en el volumen de los estanques de cada micro-red, presentados en la Figura 5.28. En comparación al escenario base (ver Figura 5.22), se observa que la evolución del volumen de los estanques es diferente para cada micro-red.

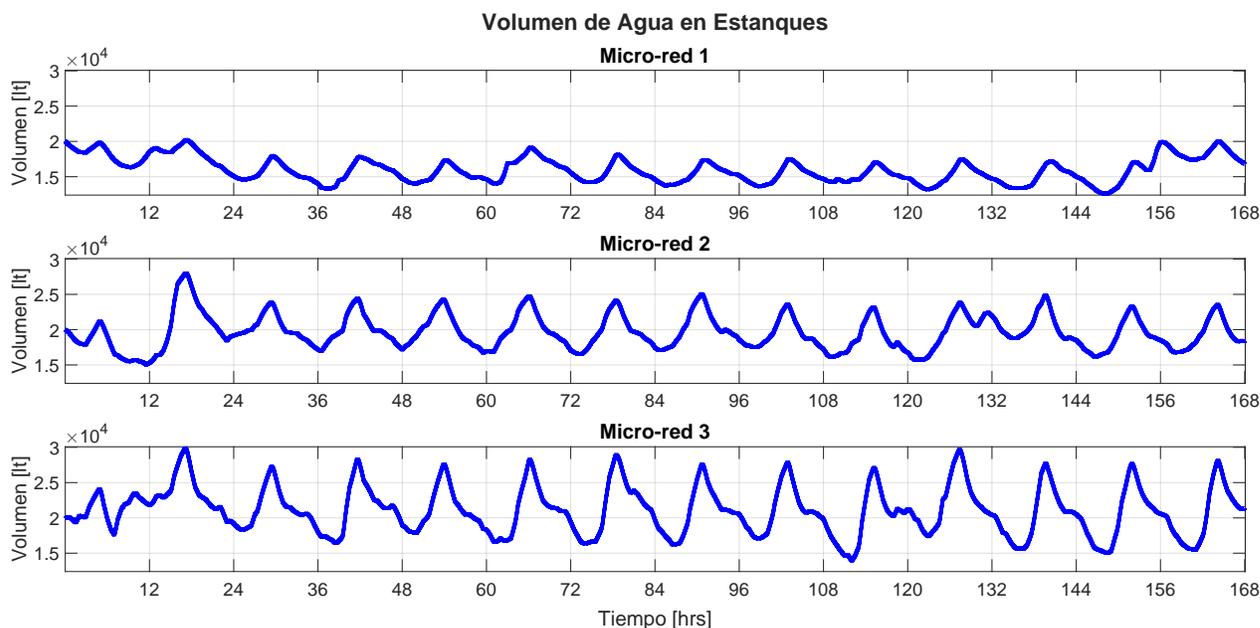


Figura 5.28: Volumen de agua de estanques por micro-red (estanques desconectados).

Siguiendo con la misma tendencia que tiene el agua comprada al DNO, la micro-red 1, al tener la menor demanda del conjunto, necesita recargar menos su estanque, mateniéndose en general por debajo de los 20000 [lt], con descargas suaves. Por otra parte, la micro-red 3, al

tener una demanda mayor, necesita recargar más el estanque, por lo que alcanza volúmenes mayores que las otras dos micro-redes. También se observa que la micro-red 3 tiene recargas y descargas más profundas, debido al efecto de la magnitud de la demanda hídrica que tiene.

Por otra parte, el agua disponible en el acuífero durante la simulación se muestra en la Figura 5.29:

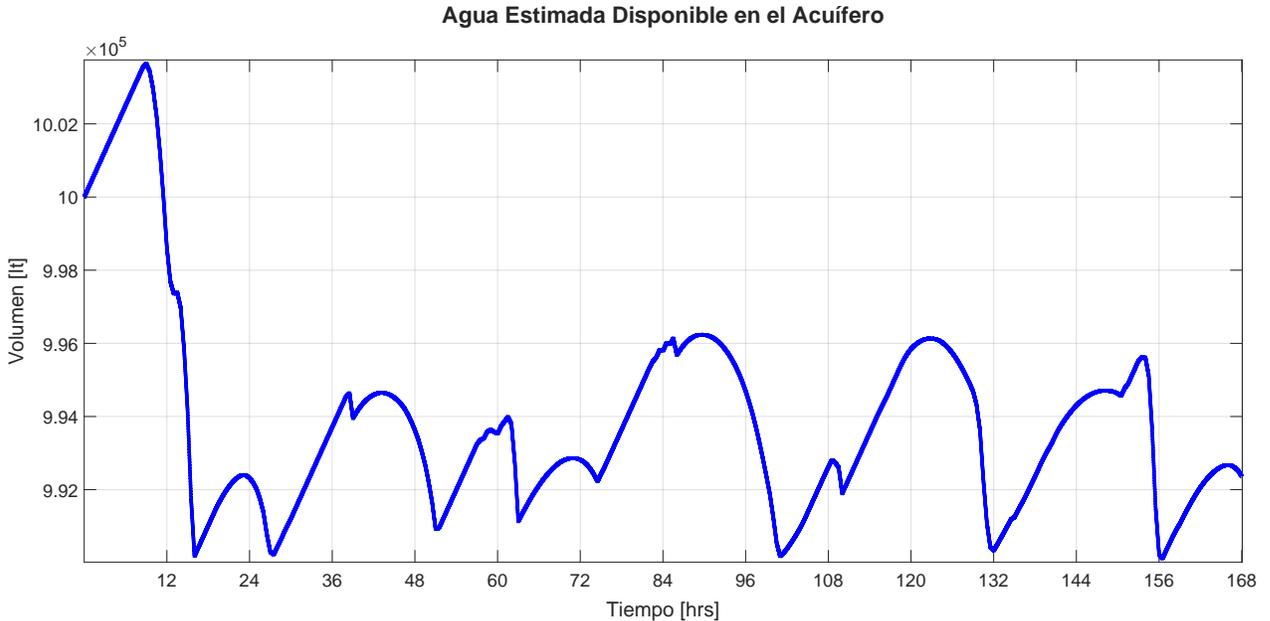


Figura 5.29: Agua estimada disponible en el acuífero (estanques desconectados).

El comportamiento del agua en el acuífero no tiene mayores diferencias con respecto al comportamiento del caso base (ver Figura 5.23), lo que concuerda con el comportamiento de las bombas.

Las métricas de desempeño obtenidas en este escenario se muestran en la Tabla 5.24. Como se ha mencionado anteriormente, el funcionamiento de las bombas es bastante similar con respecto al escenario base, por lo que las cantidades de agua extraída del acuífero y la energía consumida por las bombas no tienen mayores cambios. Una posible explicación puede ser que el cambio entre escenario base y este escenario, es decir, la desconexión de los estanques, no produzca un cambio lo suficientemente relevante como para que las bombas cambien su funcionamiento.

Por otra parte, el efecto de tener los estanques desconectados repercute en la cantidad de agua comprada al DNO por cada micro-red. En particular, cada micro-red compra distintas cantidades de agua al DNO para satisfacer sus demandas. En el caso de las micro-redes 1 y 2, estas compran menos agua que el caso base, mientras que la micro-red 3 compra una cantidad bastante mayor (ver Tabla 5.22). Esto se debe a que las demandas de las micro-redes 1 y 2 son menores a la demanda de la micro-red 3, además del hecho de que no existe intercambio. En el escenario base, al presentarse un intercambio, las micro-redes 1 y 2 compran agua adicional para apoyar a la micro-red 3. Como esto ya no es posible, solo se compra la cantidad necesaria que ayude a satisfacer las demandas propias.

Tabla 5.24: Métricas de desempeño EWMS (caso estanques desconectados).

	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3	Suma
$RMSE_{P_{MG}}$ [kW]	2.0500	1.6100	1.5600	-
Agua extraída del acuífero [lt]	26189	20003	31429	77621
Energía consumida por bombas [kWh]	29.1963	44.6001	52.5567	126.3531
Agua comprada al DNO [lt]	222110	481850	791090	1495050

Los costos de operación en los que incurre el EWMS durante este escenario se presentan en la Tabla 5.27:

Tabla 5.25: Costos de operación (caso estanques desconectados)

J_{total} [CLP]	$J_{Energía}$ [CLP]	J_{Agua} [CLP]
2233579	1269327	962914

El costo total de operación en este escenario es mayor al del escenario base, y en particular resalta que el costo de compra de agua es mayor al operar con los estanques desconectados (ver caso TS en la Tabla 5.23).

5.3.4. Desconexión de bomba eléctrica

En este escenario se simula una situación de falla en donde una bomba eléctrica se desconecta del sistema. En particular, se considera que a mitad de la simulación (tres días y medio, u 84 horas), la bomba eléctrica de la micro-red 3 deja de funcionar, lo que se traduce en que, a nivel de operación, las variables de potencia P_p^3 y su caudal asociado Q_p^3 se vuelven nulas. Esto altera los valores de potencia neta de la micro-red y el caudal neto del estanque a nivel de operación, resultando en los cambios que muestran las ecuaciones (5.17) y (5.18):

$$P_{mg}^3(k) = P_L^3(k) - P_G^3(k) + \underbrace{P_p^3(k) - P_B^3(k)}_{=0} \quad (5.17)$$

$$Q_{Tank}^3(k) = \underbrace{Q_p^3(k)}_{=0} + Q_{buy}^3(k) - Q_t^3(k) - Q_L^3(k) \quad (5.18)$$

Cabe mencionar que esta falla solo afecta al nivel de operación, por lo que el EWMS no tiene información de esta falla, y por ende, sigue funcionando de acuerdo a la información con la que fue diseñado. Esta simulación considera señales de precios de agua y energía constantes, y que todos los estanques están interconectados.

La desconexión de una bomba tiene impacto tanto a nivel eléctrico como a nivel hídrico, pero es en este segundo caso donde adquiere mayor relevancia. Esto se debe a su efecto en el resto del sistema en términos de extracción de agua del acuífero, compartimiento de agua, entre otros. Es por esto que el análisis de este caso solo considera las variables hídricas más relevantes. Los resultados adicionales obtenidos de la simulación se encuentran en el Anexo A.2.

La evolución de los caudales de agua comprados al DNO se presenta en las Figuras 5.30 y 5.31. A partir de las 84 horas es cuando la bomba se desconecta, y un efecto que produce es la infactibilidad del MPC a las 104 horas y media. Esto se refleja en ambas Figuras como un escalón tocando el 0. Las razón de esta infactibilidad puede deberse a la restricción sobre el agua estimada disponible a N pasos, que se muestra en la ecuación (5.19):

$$EAW(k + N) \geq EAW_0 \quad (5.19)$$

Esta condición es bastante restrictiva, pues busca que el sistema considere que tiene que recuperar el nivel inicial del acuífero en N pasos, que en este caso corresponden a 48 pasos (24 horas). El haber apagado una bomba implica una mayor exigencia sobre las otras bombas, las cuales pueden terminar extrayendo más agua de la que permite la restricción antes presentada.

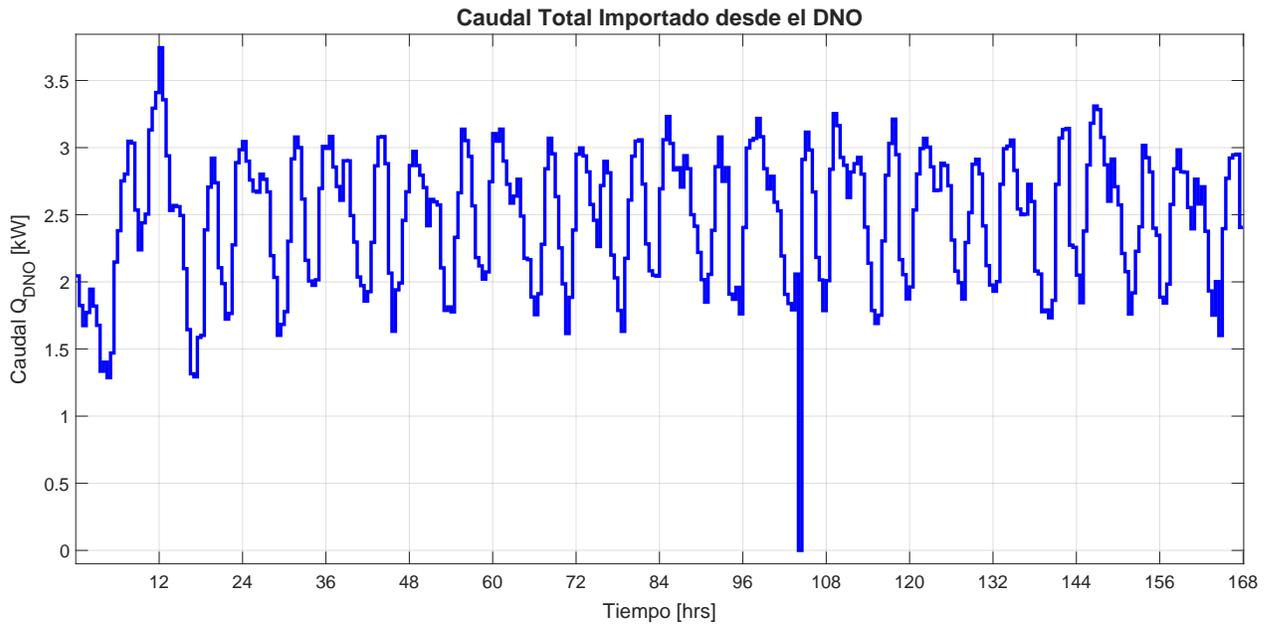


Figura 5.30: Caudal de agua total intercambiado con el DNO (desconexión de bomba).

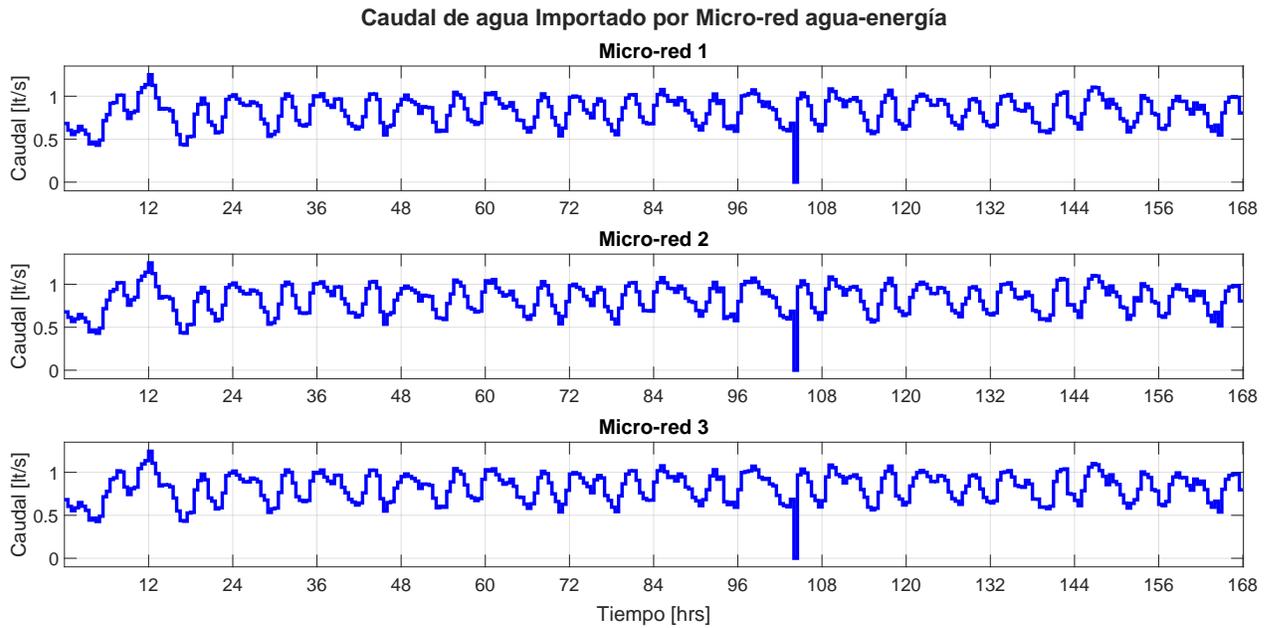


Figura 5.31: Caudal intercambiado con el DNO por micro-red (desconexión de bomba).

Los efectos de la desconexión de la bomba en la micro-red 3 también se pueden observar en las Figuras 5.32 y 5.33. En particular, posterior a la desconexión de la bomba a las 84 horas, la bomba de la micro-red 2 empieza a extraer agua poco después de las 96 horas, alcanzando un máximo de caudal mayor que todas las micro-redes. Luego empieza a bajar su valor, hasta el momento en que la optimización se vuelve infactible. Cabe mencionar que esto no detiene al conjunto de micro-redes de seguir operando, pues posterior al punto de infactibilidad, se ve que las bombas pueden continuar operando sin problemas. Esto se debe a que la implementación de la optimización fue realizada a través del uso de YALMIP, el cual permite tratar las infactibilidades de los solvers mediante la asignación de valores 0 a las variables de optimización. De esta forma, cuando ocurre una infactibilidad, las acciones de control entregadas por el controlador predictivo tienen valor 0, por lo que el conjunto de micro-redes conserva el comportamiento del instante anterior.

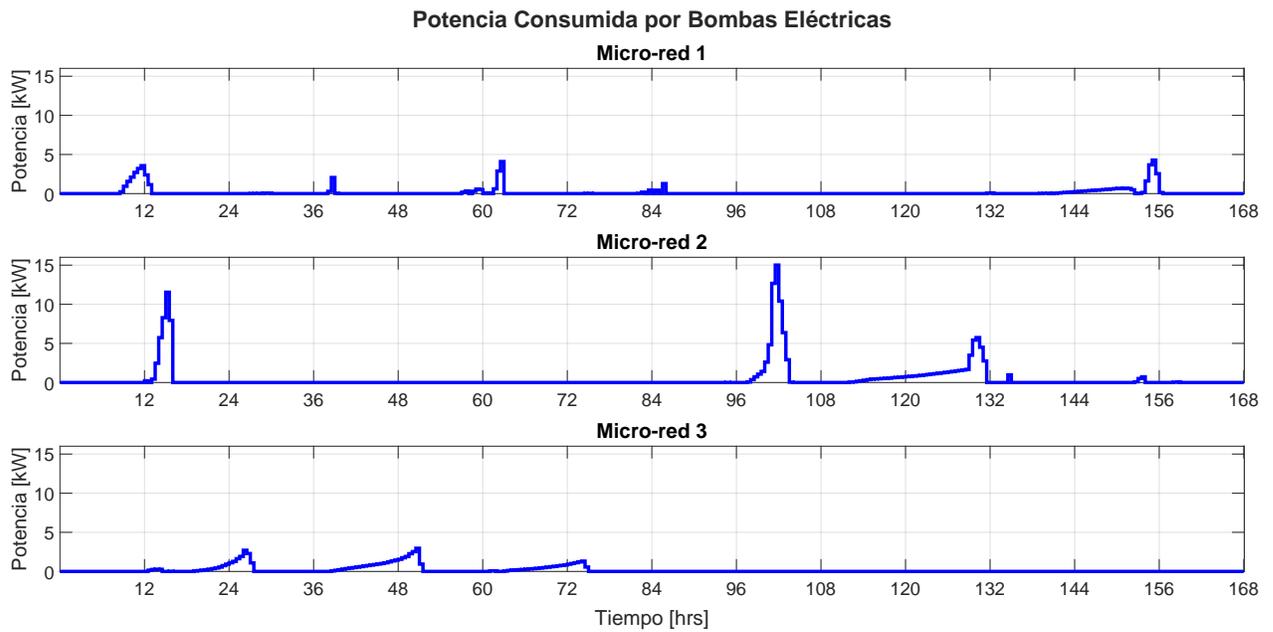


Figura 5.32: Potencia consumida por bombas eléctricas (desconexión de bomba).

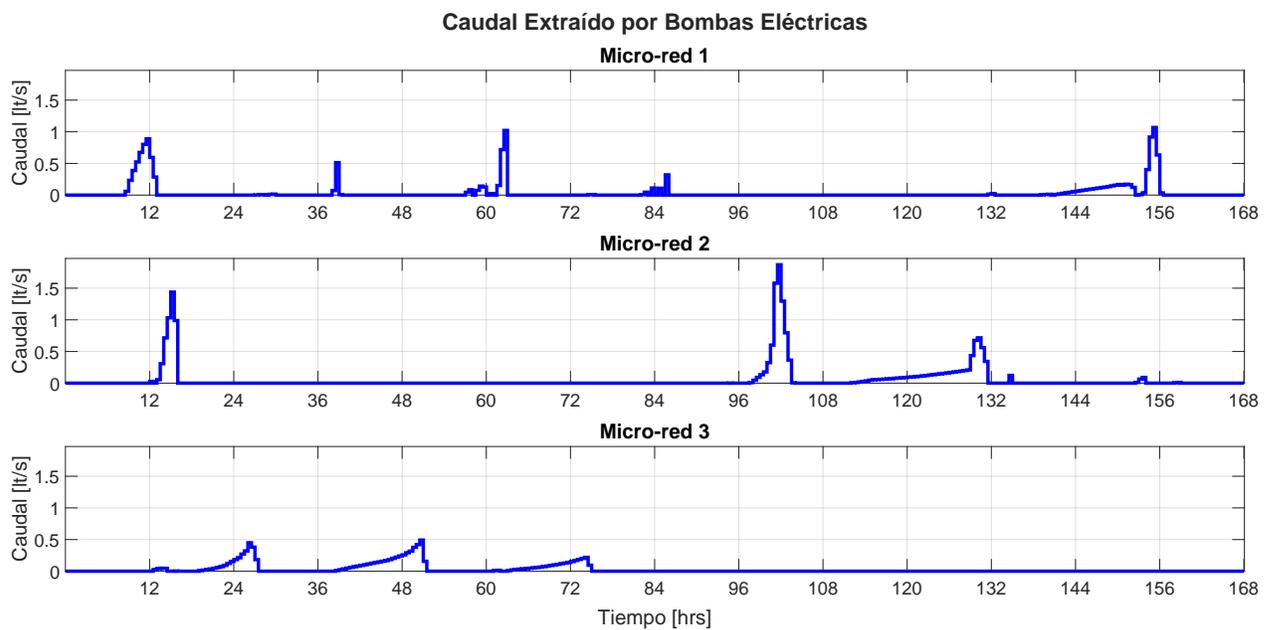


Figura 5.33: Caudal extraído por bombas eléctricas (desconexión de bomba).

En este escenario el intercambio entre estanques está habilitado, como se puede observar en la Figura 5.34. Al igual que en el escenario base, se mantiene la situación de que la micro-red 3 es la que más recibe agua, siendo la micro-red 1 la que realiza la principal contribución. En general, no se ve un cambio importante en el comportamiento producto de la infactibilidad.

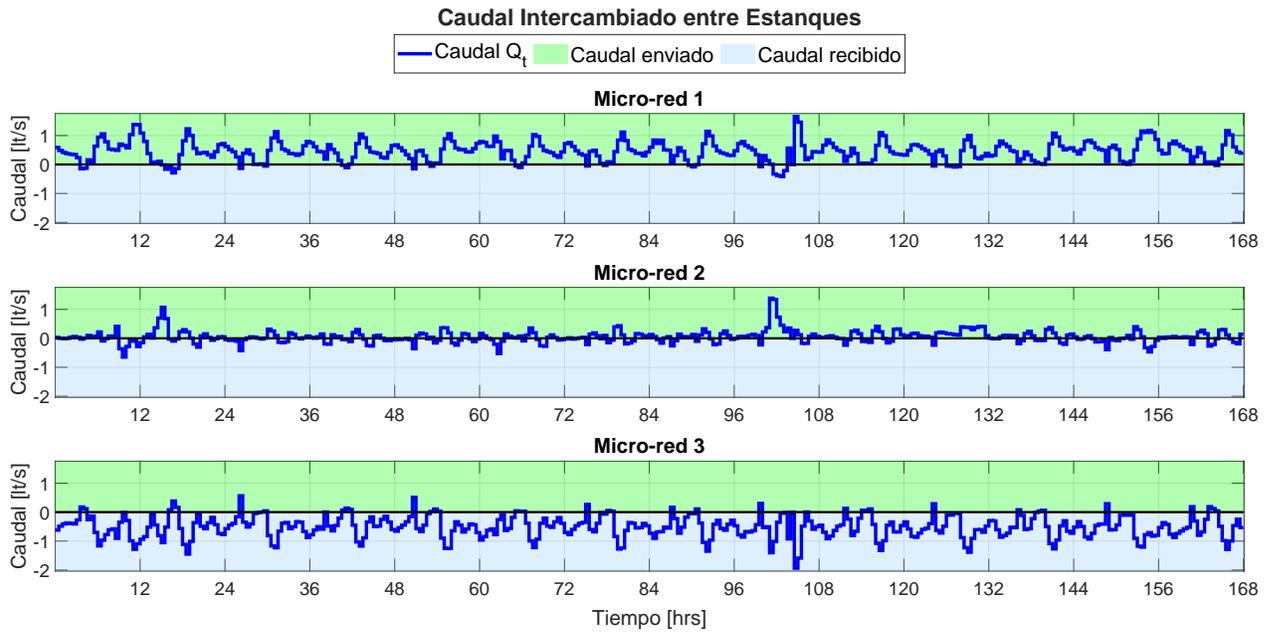


Figura 5.34: Caudal intercambiado entre estanques (desconexión de bomba).

En el caso del volumen de agua en los estanques, el comportamiento entre micro-redes es bastante similar debido a la interconexión de estanques, como se puede observar en la Figura 5.35.

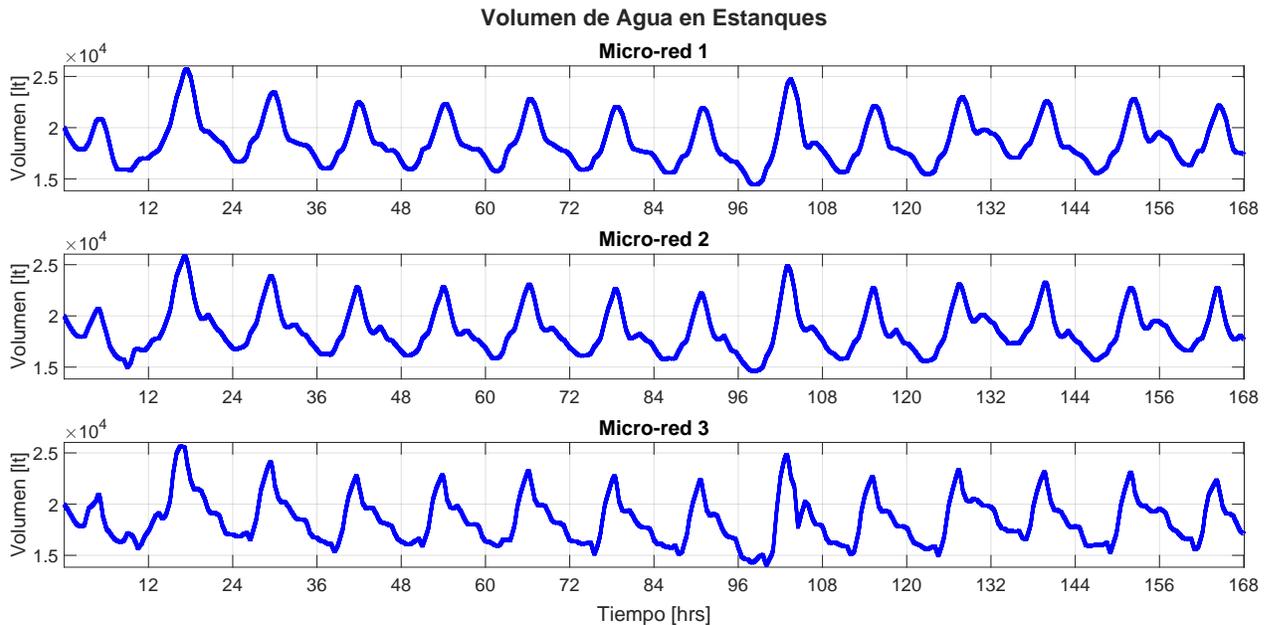


Figura 5.35: Volumen de agua de estanques por micro-red (desconexión de bomba).

Si bien los estanques no incurrir en problemas producto de la infactibilidad del MPC, se puede observar que el volumen de agua alcanza un máximo durante el instante de la infactibilidad. Esto apoya la afirmación de que un exceso de extracción de agua del acuífero es el responsable de la infactibilidad. Un estudio más directo de este problema se puede realizar observando el comportamiento del agua estimada disponible del acuífero en la Figura 5.36.

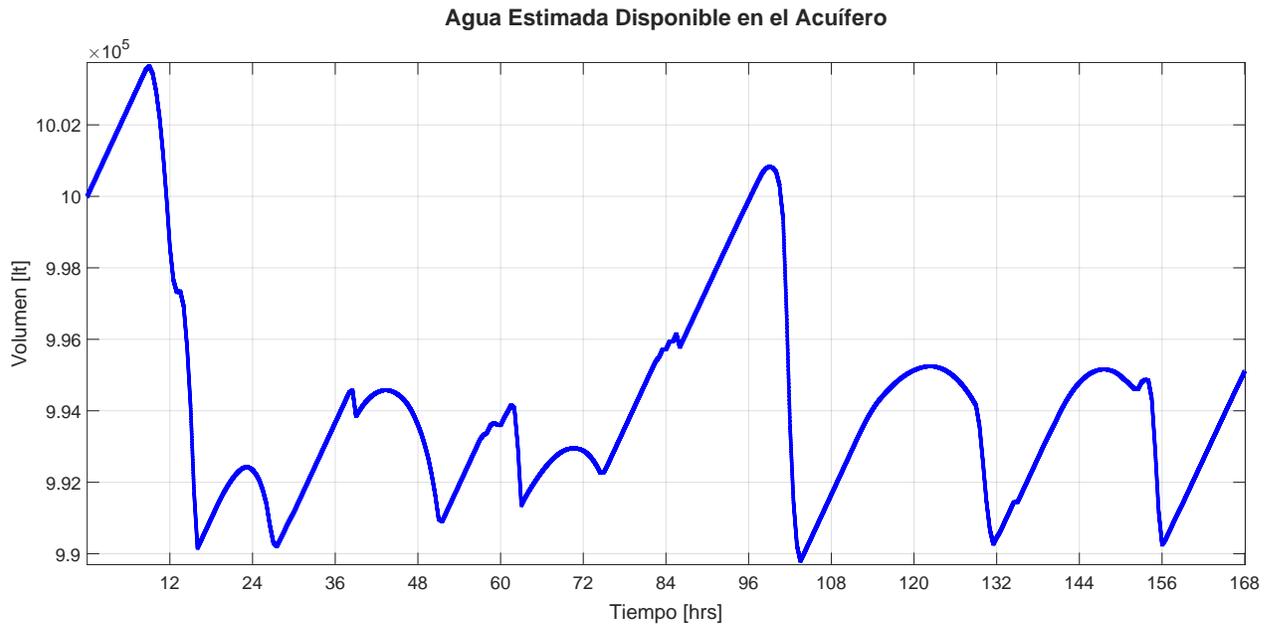


Figura 5.36: Agua estimada disponible en el acuífero (desconexión de bomba).

La desconexión de la bomba de la micro-red 3 ocurre a las 84 horas, y desde ese instante hasta poco después de las 96 horas no se realiza una extracción de agua (ver Figura 5.36), por lo que en ese intervalo de tiempo el acuífero aumenta linealmente su volumen (producto de una recarga constante). Luego, cuando la bomba de la micro-red 2 empieza la extracción, el acuífero sufre un descenso brusco en su volumen, que lo lleva a un mínimo más abajo de los $9,9 \cdot 10^5 [lt]$ ($990.000 [lt]$). En los otros escenarios, el volumen mínimo alcanzado por el acuífero no alcanza a bajar de los $9,91 \cdot 10^5 [lt]$ ($991.000 [lt]$). Este descenso brusco provoca que el MPC no pueda asegurar la recuperación del volumen del acuífero a su nivel inicial en N pasos, provocando la infactibilidad.

El desempeño del EWMS en este escenario está reflejado en las métricas que se presentan en la Tabla 5.26. Debido a la desconexión de la bomba de la micro-red 3, el agua extraída y la energía consumida asociadas solo corresponden a los momentos previos a la desconexión. Por dicha razón, la cantidad de agua extraída es la menor de todas las micro-redes. También se destaca la energía consumida por la bomba de la micro-red 2, la cual tiene un aumento importante con respecto a los otros escenarios, siendo la principal causa la extracción de agua en los instantes previos a la infactibilidad del MPC.

En cuanto al desempeño en costos, la Tabla 5.27 presenta los costos de operación del escenario simulado. Este escenario es el que presenta la menor cantidad de costos de operación y costos de compra de energía. En el caso de la energía, esto puede deberse a la falta de contribución de la bomba de la micro-red 3 al consumo, producto de su falla. En cuanto al costo de compra del agua, esta no presenta mayores cambios con respecto al escenario base, ya que la interconexión entre estanques permite que se compartan agua, produciendo un balanceo en el costo de compra de agua al DNO.

Tabla 5.26: Métricas de desempeño EWMS (caso desconexión de bomba).

	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3	Suma
$RMSE_{PMG}$ [kW]	1.9400	1.6000	1.5100	-
Agua extraída del acuífero [lt]	24308	33055	17299	74662
Energía consumida por bombas [kWh]	27.0987	73.7007	28.9279	129.7273
Agua comprada al DNO [lt]	497920	498960	496880	1493760

Tabla 5.27: Costos de operación (caso desconexión de bomba)

J_{total} [CLP]	$J_{Energía}$ [CLP]	J_{Agua} [CLP]
2233038	1269241	962068

5.3.5. Comparación de escenarios

Con el fin de comparar los escenarios de manera directa, a continuación se presentan métricas relevantes de cada escenario de simulación. Cabe mencionar que, de escenario base, solo se utiliza el caso con modelos difusos TS, ya que el estudio de este escenario con modelos lineales AR y modelos difusos TS ha mostrado que el caso con modelos difusos resulta en un mejor desempeño del EWMS. Otra razón es que el resto de escenarios realizados utilizan modelos difusos para caracterización de demandas y generaciones. Así, los escenarios a comparar son: escenario base con modelos TS, escenario de desconexión de estanques, y escenario de desconexión de bomba en la micro-red 3. Con el fin de observar el comportamiento por micro-red en cada escenario, se presentan las Tablas 5.28, 5.29 y 5.30, las cuales agrupan el agua extraída, energía de bombas consumida y agua comprada al DNO respectivamente, por cada micro-red en cada escenario de simulación.

Tabla 5.28: Agua extraída del acuífero por micro-red en todos los escenarios.

Escenario	Agua extraída del acuífero [lt]		
	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Escenario base TS	25.475	19.956	32.117
Desconexión de estanques	26.189	20.003	31.429
Desconexión de bomba	24.308	33.055	17.299

De acuerdo a la Tabla 5.28, el agua extraída del acuífero en los escenarios base y de desconexión de estanques presentan pequeñas variaciones entre sí. En particular, la desconexión de estanques produjo un aumento de extracción del 2,8% (714 [lt]) en la micro-red 1, aumento del 0,24% en la micro-red 2 (47 [lt]) y una disminución del 2,1% (688 [lt]) en la micro-red

3. Esta pequeña variación entre ambos escenarios puede deberse a que la desconexión de estanques no produce un cambio suficiente como para que las bombas cubran de manera activa la cooperación que ya no está disponible. Por otra parte, sí se aprecian cambios importantes al comparar con el caso de la desconexión de bomba en la micro-red 3. Como se espera, la menor extracción ocurre en la micro-red 3 debido a la interrupción en el funcionamiento de la bomba, lo que produce un aumento en la extracción de la micro-red 2 del 65,6 % (13.099 [lt]) con respecto al escenario base. Por su parte, la micro-red 1 tiene una disminución del 4,6 % (1.167 [lt]).

Tabla 5.29: Energía consumida de bombas por micro-red en todos los escenarios.

Escenario	Energía consumida por bombas [kWh]		
	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Escenario base TS	28,3997	44,4951	53,7072
Desconexión de estanques	29,1963	44,6001	52,5567
Desconexión de bomba	27,0987	73,7007	28,9279

En el caso de la energía consumida por las bombas, presentada en la Tabla 5.29, el comportamiento es similar al del agua extraída que se presenta en la Tabla 5.28. Esto es debido a la relación lineal entre potencia eléctrica y caudal de agua de las bombas. Nuevamente, se presentan variaciones pequeñas entre el escenario base y la desconexión de estanques, mientras que en el escenario de desconexión de bomba aumenta la actividad de la bomba de la micro-red 2 debido a la interrupción del funcionamiento de la bomba de la micro-red 3.

Tabla 5.30: Agua comprada al DNO por micro-red en todos los escenarios.

Escenario	Agua comprada al DNO [lt]		
	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Escenario base TS	497.920	498.560	496.650
Desconexión de estanques	222.110	481.850	791.090
Desconexión de bomba	497.920	498.960	496.880

En el caso del agua comprada al DNO, presentada en la Tabla 5.30, se presentan cambios relevantes entre el escenario base y la desconexión de estanques. En particular, la micro-red 1 disminuyó su compra de agua en un 55,4 % (275.810 [lt]). La micro-red 2 tiene una situación similar, con una disminución del 3,3 % (16.710 [lt]) en la compra. Por su parte, la micro-red 3 aumentó la compra de agua en un 59,3 % (294.440 [lt]). Estas diferencias se dan debido a que no se cuenta con una cooperación hídrica entre micro-redes, además del hecho de que las bombas de agua no presentan mayores incentivos para cambiar su comportamiento, como se

reporta en las Tablas 5.28 y 5.29. En el escenario de la desconexión de la bomba se permite la cooperación hídrica, por lo que las variaciones con respecto al escenario base son mínimas. La micro-red 1 no presenta cambios, mientras que las micro-redes 2 y 3 tienen pequeños aumentos en la compra de un 0,08% (400 [lt]) y 0,05% (230 [lt]) respectivamente.

En cuanto a los costos de operación en cada escenario, la Tabla 5.31 agrupa el costo de operación total, así como los costos de compra de energía y agua.

Tabla 5.31: Costos de operación para escenarios de simulación.

Escenario	J_{total} [CLP]	$J_{Energía}$ [CLP]	J_{Agua} [CLP]
Escenario base TS	2.232.531	1.269.541	961.659
Desconexión de estanques	2.233.579	1.269.327	962.914
Desconexión de bomba	2.233.038	1.269.241	962.068

Con respecto al escenario base, en el escenario de desconexión de estanques hubo una disminución de la compra de energía de un 0,02% (214 [CLP]), mientras que la compra de agua aumentó en un 0,13% (1.255 [CLP]). Este cambio se atribuye a la no disponibilidad de la cooperación hídrica entre micro-redes y de la mínima variación del funcionamiento de las bombas. En cuanto a los costos totales de operación, estos tienen un pequeño aumento del 0,05% (1.048 [CLP]). En el caso de la desconexión de la bomba, se presenta una disminución de la compra de energía de un 0,02% (300 [CLP]), mientras que el costo de compra de agua aumentó en un 0,04% (429 [CLP]). Por su parte, los costos de operación tuvieron un aumento del 0,02% (507 [CLP]). En este caso, la capacidad de cooperación hídrica provoca que el aumento en el costo del agua sea menor al costo en el escenario de desconexión de estanques.

En general, se observan pequeñas variaciones en los costos de operación al realizar la comparación entre escenarios. Esto podría producirse porque, cada vez que se resuelve la optimización del controlador predictivo del EWMS, el óptimo alcanzado en cada escenario genera un costo muy similar. Esto quiere decir que los cambios introducidos en cada escenario, en términos de las restricciones, no generan un cambio notorio en el espacio factible, lo cual puede llevar a soluciones óptimas con muy poca diferencia entre sí.

5.4. Resumen y discusión

Este capítulo presenta el caso de estudio y los distintos escenarios de simulación con los que se prueba el sistema de gestión de agua y energía (EWMS) propuesto. Para esto, primero se realiza una caracterización del caso de estudio, correspondiente a un conjunto de tres micro-redes agua-energía, en donde se incluyen sus parámetros y condiciones iniciales de sus estados.

Dentro de la caracterización de las micro-redes se incluye el modelamiento de la demanda eléctrica, generación eléctrica y demanda hídrica por micro-red, ante lo cual se utilizan dos tipos de estructuras: modelos lineales autorregresivos (AR) y modelos difusos Takagi & Sugeno (TS). La evaluación de estos dos tipos de modelos para realizar predicciones de la demanda y generación eléctrica determina que los modelos TS realizan una mejor aproximación de los datos en comparación a los modelos AR, entregando predicciones más confiables. Esto se debe a que los modelos TS incorporan información de múltiples zonas de operación, dadas por la base de reglas difusas del modelo, a diferencia de los modelos AR que consisten en un solo modelo lineal (una sola zona de operación) para la aproximación de todos los datos.

La diferencia en la implementación y prueba de ambos tipos de modelos también es apreciable al analizar los errores de predicción. En el caso de la demanda eléctrica, los modelos AR alcanzan un error de predicción mínimo del 8,33 %, mientras que los modelos TS alcanzan un error mínimo del 3,58 %. Para el caso de la generación eléctrica, el menor error de predicción obtenido de los modelos AR es de un 13,81 %, mientras que el menor error alcanzado por los modelos TS corresponde a un 6,39 %. Por otra parte, los modelos construidos sufren de imprecisiones al realizar predicciones a una gran cantidad de pasos de predicción. Esto ocurre debido a que la cantidad de datos disponibles para el modelamiento no es suficiente para que los modelos puedan generalizar de manera adecuada. Esta problemática puede abordarse mediante la obtención de nuevos datos de demanda y generación en el mismo periodo de tiempo, pero en años distintos, con el fin de integrar mayor información y poder representar de mejor manera la época del año a modelar.

En cuanto al caso de la demanda hídrica, existe una falta de disponibilidad de datos de demanda. Por esta razón se implementa un algoritmo basado en cadenas de Markov para generar datos sintéticos de demanda hídrica. Estos datos luego son utilizados para la construcción de modelos predictivos AR y TS, donde nuevamente los modelos TS tienen mejor desempeño al realizar predicciones. En particular, los modelos AR alcanzan un error de predicción mínimo del 10,72 %, mientras que los modelos TS logran un error mínimo del 1,59 %. Esto se debe a que la generación de datos sintéticos modela un mismo tipo de día de consumo para todos los datos, lo cual genera varios días de datos de comportamiento similar. Así, a diferencia de los datos eléctricos, en el caso hídrico las predicciones son más cercanas a los datos generados. Un acercamiento más realista consistiría en disponer de mediciones reales de demanda hídrica para su modelamiento. Si esto no fuera posible, otra opción es realizar una caracterización más detallada de los días de la semana, para que esa información pueda ser utilizada en el algoritmo de generación de datos sintéticos de demanda hídrica, y así lograr un comportamiento lo más cercano posible a un consumo real.

Una vez construidos los modelos predictivos, estos se incorporan al EWMS para probar su desempeño en tres escenarios distintos de simulación. El escenario base consiste en realizar

una comparación del EWMS utilizando modelos AR para predicciones versus la versión que utiliza modelos TS. Este escenario además incorpora la interconexión entre estanques, que permite un balanceo en la compra de agua a la red de agua potable, así como en la evolución del volumen de los estanques. La interconexión además le permite a las micro-redes apoyarse entre sí para satisfacer las demandas hídricas. Por otra parte, la extracción de agua del acuífero por parte de las bombas asegura la sustentabilidad de este, evitando una sobreextracción. En términos de desempeño, la implementación con modelos TS incurre en menos gastos de operación y de compra de recursos con respecto al caso con modelos AR. Además, el caso con modelos TS aprovecha más el uso de agua del acuífero, importando menos agua de la red de agua potable. Por esta razón, el escenario base con modelos TS se toma como punto de comparación para el resto de escenarios.

El siguiente escenario corresponde a un escenario donde los estanques no pueden enviarse agua entre sí, por lo que deben ser capaces de satisfacer sus propias demandas a través del agua extraída del acuífero y de agua importada desde la red. Debido a las diferencias entre demandas hídricas, las micro-redes compran distintas cantidades de agua a la red. Debido a que en este escenario no existe el balanceo que entrega la interconexión de estanques, las diferencias de compras son notables, llegando a un aumento del 59,3 % en la compra de agua en la micro-red con la mayor demanda, con respecto al escenario base. Por otra parte, el costo de compra de agua en las otras micro-redes disminuye, ya que solo requieren satisfacer sus demandas propias, sin necesidad de apoyar al resto. La micro-red con la menor demanda disminuyó su compra en un 55,4 % al utilizar los estanques desconectados. En cuanto al comportamiento de las bombas, estas no presentan mayores diferencias con respecto al escenario base. Esta situación implica que el escenario base podría necesitar de restricciones o incentivos más activos sobre el uso de las bombas y de la cooperación hídrica entre micro-redes, con el fin de perseguir una disminución importante de los costos de operación de estas.

El último escenario probado corresponde a desconectar una bomba del sistema a mitad de la simulación, simulando una falla en el equipo. El comportamiento hídrico en general se asemeja al escenario base, con la excepción de que en cierto instante se produce una infactibilidad del controlador predictivo del EWMS. Esta infactibilidad es producto de una sobreextracción del acuífero, que viola una restricción de la optimización asociada a la restauración del volumen de agua del acuífero. A pesar de esto, el EWMS es capaz de seguir operando las micro-redes durante el resto de la simulación. Esto se debe a que la implementación de la optimización asigna el valor 0 a las acciones de control cuando el problema se vuelve infactible en un determinado instante. La desconexión de la bomba produce cambios en la extracción que realizan las otras micro-redes, llegando a un aumento de la extracción del 65,6 % en una de estas. En este escenario, debido a que se considera la cooperación hídrica, no se presentan mayores variaciones en la compra de agua con respecto al escenario base.

En general, los costos de operación y de compra de recursos del EWMS en los distintos escenarios tienen pequeñas variaciones a nivel global. Esto también se repite en cuanto al funcionamiento de las bombas eléctricas y la compra de energía y agua. En particular, entre el escenario base y la desconexión de estanques, las bombas no presentan mayores diferencias en funcionamiento, mientras que la compra de energía y agua no presenta grandes variaciones al comparar el escenario base con la desconexión de una bomba eléctrica. Una posible explicación es que los cambios introducidos en cada escenario no producen un cambio significativo

en el espacio factible del problema de optimización del controlador predictivo presente en el EWMS. Una posible solución a esto sería el diseño de nuevas restricciones que permitan un uso más activo de la cooperación hídrica entre micro-redes y del uso del agua natural por sobre el de agua potable.

Luego de haber caracterizado el caso de estudio y haber implementado y evaluado el sistema de gestión de agua y energía propuesto, el siguiente capítulo reúne las principales conclusiones de esta tesis, junto con los desafíos y mejoras a estudiar como trabajo futuro.

Capítulo 6

Conclusiones

Considerando el impacto de la crisis hídrica que existe en Chile, la disponibilidad de fuentes renovables de energía y de reservas naturales de agua, así como la necesidad de satisfacer las demandas eléctricas e hídricas asociadas a comunidades rurales, en esta tesis se propuso un Sistema de Gestión y Coordinación de Agua y Energía (EWMS) para un conjunto de micro-redes agua-energía. Estas micro-redes permiten a las comunidades aprovechar los recursos eléctricos e hídricos locales, y el EWMS es capaz de promover un manejo óptimo de dichos recursos por sobre la importación desde la red eléctrica y la red de agua potable.

El EWMS propuesto está diseñado en base a la técnica de Control Predictivo basado en Modelos. Esta estrategia de control tiene como propósito la minimización de los costos de operación eléctricos e hídricos totales de un conjunto de micro-redes agua-energía, junto con promover la cooperación entre estas para satisfacer en conjunto las demandas eléctricas e hídricas. Este sistema también debe ser capaz de asegurar el uso sustentable del agua proveniente de fuentes naturales.

Como el EWMS actúa sobre micro-redes agua-energía, se realizó un modelamiento de pequeñas comunidades como micro-redes agua-energía. Estas micro-redes consideran bancos de baterías para el almacenamiento eléctrico y estanques de agua para el almacenamiento hídrico. Además se considera el uso de bombas eléctricas para la extracción de agua de un acuífero como fuente natural. También se incorporaron la demanda eléctrica, generación eléctrica y demanda hídrica de una comunidad. El caso de estudio implementado en esta tesis consideró un conjunto de tres micro-redes agua-energía, para las cuales se dispuso de datos de demanda y generación eléctrica para la construcción de modelos predictivos a utilizar por el controlador predictivo del EWMS. Para esto, se construyeron modelos lineales autorregresivos (AR) y modelos difusos Takagi & Sugeno (TS) para la demanda y generación eléctrica. En ambos casos, los modelos TS presentaron mejor desempeño al realizar predicciones a varios pasos, debido a su capacidad de aproximar la dinámica de sistemas no lineales complejos.

En el caso de la demanda hídrica, existe una escasez de datos de demanda para modelos de demanda hídrica que utiliza el EWMS, lo cual dificulta su implementación. Por esta razón se desarrolló un algoritmo basado en cadenas de Markov para generar datos sintéticos de demanda hídrica. Estos datos luego fueron utilizados para la construcción de modelos predictivos AR y TS, donde nuevamente los modelos TS presentaron un mejor desempeño al realizar predicciones.

El modelamiento de la micro-red agua-energía se incorpora a la formulación del EWMS, para la posterior operación del conjunto de tres micro-redes. Esta formulación tiene como objetivos de control la minimización de los costos de operación del conjunto, los que incluyen la compra de energía a la red eléctrica y la compra de agua a la red de agua potable. Esta minimización está sujeta a múltiples restricciones de operación, las cuales promueven, por ejemplo, el uso de recursos eléctricos e hídricos locales, la cooperación entre micro-redes y el uso sustentable del agua de fuentes naturales.

Esta estrategia de control se probó en tres escenarios distintos de simulación. En el primer escenario se realizó una comparación de desempeño del EWMS utilizando modelos AR versus una implementación con modelos TS. Esta prueba resultó en que la implementación con modelos TS incurre en menos costos de operación y de compra de recursos con respecto al caso con modelos AR. Además, debido a la interconexión entre estanques presente en este escenario, se observa una cooperación entre las micro-redes, balanceando la cantidad de agua comprada a la red de agua potable. En el segundo escenario se estudió el comportamiento del conjunto cuando los estanques no están interconectados. Como existen diferencias entre demandas hídricas, y ya no es posible una cooperación a nivel hídrico, las micro-redes compraron distintas cantidades de agua a la red. El comportamiento de las bombas en este escenario es similar al primer escenario. En el último escenario se probó a desconectar una bomba del sistema a mitad de la simulación, simulando una falla en el equipo. Poco después de esta desconexión, el problema se volvió infactible en un instante producto de una sobre-extracción del acuífero, lo cual viola restricciones asociadas al uso sustentable del agua del acuífero. A pesar de esto, el EWMS pudo seguir funcionando durante el resto de la simulación. En este escenario se considera la cooperación entre micro-redes, por lo que se consigue un balanceo de la cantidad de agua comprada en cantidades muy similares al primer escenario.

Los resultados expuestos anteriormente apuntan a que el sistema de gestión y coordinación de agua y energía promueve el uso de los recursos eléctricos e hídricos disponibles a nivel local. Si bien se observan pequeñas variaciones en los costos de operación y en el uso de recursos entre algunos escenarios, el trabajo realizado presenta un primer acercamiento a la coordinación de micro-redes agua-energía, por lo que es posible extender la propuesta mejorando el diseño del controlador, y por ende las respuestas de las micro-redes.

Se comprueba además que el EWMS promueve la cooperación entre las micro-redes agua-energía que representan a pequeñas comunidades rurales. Esta cooperación permite que las micro-redes puedan satisfacer sus demandas hídricas en conjunto, balanceando la cantidad de agua comprada a la red de agua potable, y por ende, los costos de compra de agua totales del conjunto. Por otra parte, el desbalance de compra de agua en el escenario de estanques desconectados muestra que dos de las micro-redes compran agua para apoyar a la tercera, pero reportando un costo de compra total del conjunto que presenta pequeñas variaciones con respecto primer escenario de cooperación. En ese aspecto, se puede considerar una mejora en el controlador predictivo del EWMS, agregando restricciones que promuevan más activamente la cooperación hídrica y el uso de agua natural por sobre el uso de agua potable.

La operación de las micro-redes agua-energía posee diversas restricciones asociadas a la operación, donde es de especial relevancia el uso sustentable del agua y la energía. En este

aspecto, los resultados reportados muestran que el diseño del EWMS basado en control predictivo apunta a lograr dicha sustentabilidad. Esto se aprecia en los procesos de extracción de agua del acuífero, donde el sistema promovió un uso sustentable de esta, asegurando su restauración en el futuro. Además, la naturaleza del control predictivo permite agregar la minimización de la compra de agua y energía a los proveedores como objetivos de control, por lo que la operación del EWMS en cada escenario es una operación óptima, de acuerdo a los criterios definidos según la función de costos y las restricciones del controlador predictivo.

6.1. Trabajo futuro

La investigación realizada en esta tesis revela varios desafíos y mejoras que se pueden realizar a la modelación y diseño del sistema de control. En el caso de los modelos de la demanda y generación eléctrica, estos presentan dificultades para realizar predicciones a una gran cantidad de pasos. Esto se debe a que no se cuenta con suficientes datos que permitan hacer una buena generalización del comportamiento. Por esta razón, una posible solución es conseguir datos del mismo periodo, pero de años anteriores, o recolectar nuevos datos en el mismo periodo, con el fin de que se integre mayor información a los modelos.

Otra situación que produce dificultades con el cálculo de predicciones es la incertidumbre presente en los datos, que los modelos no son capaces de capturar. Esto es especialmente relevante a la hora de aproximar dinámicas no lineales utilizando herramientas como los modelos difusos de Takagi & Sugeno. Algunas soluciones a este problema pueden ser el probar estructuras de modelos predictivos más complejas, así como caracterizar la incertidumbre que se traslada de los datos a las predicciones. En este último tópico, en [25] se estudian las diversas metodologías de intervalos de predicción, que permiten caracterizar la incertidumbre de las predicciones de los modelos.

Para el caso de la demanda hídrica, los datos generados con el proceso de Markov tienen un comportamiento cíclico sin mucha variabilidad, lo cual puede no reflejar un caso realista de consumo. En este aspecto, se pueden explorar mejoras a la implementación del proceso de Markov para generar datos con un comportamiento más realista, y validarlos con mediciones reales de demanda hídrica, de ser posible.

En el caso de la estrategia de control, los resultados de los escenarios muestran pequeñas variaciones con respecto a un caso en que existen beneficios de cooperación hídrica entre micro-redes. En ese aspecto, incluir restricciones adicionales en el diseño del sistema de gestión de agua y energía puede ayudar a promover de forma más activa la cooperación hídrica, así como el uso de agua de fuentes naturales por sobre agua potable.

La estrategia de control puede mejorarse a través del uso de una estructura robusta, que asegure el funcionamiento óptimo en condiciones de escasez de recursos. En este aspecto, la caracterización de la incertidumbre con intervalos puede ser incorporada en el diseño del sistema de gestión y coordinación de agua y energía. De esta forma, el sistema puede funcionar bajo el peor caso de recursos disponibles para su operación.

Otra mejora al sistema de control que puede estudiarse es la comunicación entre controlador y micro-redes. El sistema de control planteado sigue una estrategia centralizada en el

controlador predictivo supervisor, donde un solo agente calcula las acciones de control para de todo el conjunto de micro-redes. Esto lo hace vulnerable a fallas en el canal de comunicación entre el controlador y las micro-redes, lo cual puede afectar la operación del sistema debido a la información que se pierde. Esto motiva reformular el sistema de control pasando de una estrategia centralizada a una estrategia distribuida [41]. Esto podrá dotar al sistema de control de robustez ante las pérdidas de comunicación entre micro-redes y controladores, permitiendo continuar la operación del conjunto, asegurando un costo de operación mínimo.

6.2. Publicaciones

El desarrollo de esta tesis ha inspirado las siguientes publicaciones:

- L. Jiménez, O. Cartagena, J. Ocaranza, A. Navas, D. Sáez, C. Ahumada, y R. Cárdenas, “Coordination of Energy-Water Microgrids based on a Fuzzy Predictive Control Strategy,” *Applied Energy*, 2024 (En preparación para enviarse en Noviembre-Diciembre del 2024).
- M. Alegría, A. Navas, C. Ahumada, Y. Arias, L. Jiménez, y D. Sáez, “Distributed Secondary Control with Economic Dispatch of Energy-Water Microgrids,” en *50th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, Chicago, IL, EE.UU, Nov. 3-6, 2024 (Presentado).
- L. Jiménez, O. Cartagena, J. Ocaranza, A. Navas, y D. Sáez, “Fuzzy Interval-based Fault Detection for Water Consumption Profiles from Isolated Communities,” en *2024 IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE)*, Yokohama, Japan, Jun. 30-Jul. 5, 2024, pp. 1-8.
- L. Jiménez, O. Cartagena, J. Ocaranza, A. Navas, y D. Sáez, “Fuzzy Interval Modeling of a Water Profile based on a Markov Process,” en *Escuela de Verano en Inteligencia Computacional (EVIC 2023)*, Santiago, Chile, Dec. 13-15, 2023.
- L. Jiménez, J. Ocaranza, D. Sáez, C. Ahumada, y A. Navas, “Sistema de Gestión y Coordinación de Micro-redes Agua-Energía basado en Control Predictivo Difuso,” en *I Simposio de Postgrado 2023 en Ingeniería, Ciencias e Innovación*, Santiago, Chile, Aug. 31-Sep. 1, 2023 (1er lugar competencia de pósters).

Bibliografía

- [1] R. Cáceres, A. González, G. Pereira, L. Ríos, R. Ríos, y V. Oxilia, “Systematic Literature Review of the Water-Energy-Food Nexus: An Overview of the Field,” en *2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON)*, Resistencia, Argentina, Dec. 1–4, 2020, pp. 1–8.
- [2] G. Pereira, A. González, y R. Ríos, “Systematic Literature Review of Water-Energy Nexus: An Overview of the field and analysis of the top 50 influential papers,” en *2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON)*, Resistencia, Argentina, Dec. 1–4, 2020, pp. 1–8.
- [3] Naciones Unidas, “Objetivos y Metas de Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible,” un.org. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accedido en Dec. 12, 2022).
- [4] N. I. C (US), *Global Trends 2030: Alternative Worlds : a Publication of the National Intelligence Council*. Government Printing Office, 2012.
- [5] Comisión Nacional de Energía, “Generación Bruta ERNC - Energía Abierta,” energiaabierta.cl. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/generacion-bruta-ernc/> (accedido en Mar. 30, 2022).
- [6] Ministerio de Energía, “ERNC y otro récord: generación eléctrica en base a este tipo de energía llegó al 41 % en lo que va de 2024,” energia.gob.cl. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ernc-y-otro-record-generacion-electrica-en-base-este-tipo-de-energia-llego-al-41-en-lo-que-va-de-2024> (accedido en Nov. 11, 2024).
- [7] Energía Región, “Comparación región de la araucanía - región metropolitana de santia-go,” energiaregion.cl. <https://energiaregion.cl/comparar/ARAUC/RM> (accedido en Mar. 30, 2022).
- [8] Gobierno de Chile, “Plan sequía - antecedentes,” gob.cl. <https://www.gob.cl/plansequia/antecedentes/> (accedido en May. 7, 2022).
- [9] iAgua, “El embalse Chileno de Peñuelas se seca mientras la histórica sequía entra en su 13º año,” iagua.es. <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/embalse-chileno-peñuelas-se-seca-mientras-historica-sequia-entra-13o-ano> (accedido en May. 7, 2022).
- [10] iAgua, “Chile Podría experimentar una fuerte reducción de la disponibilidad de agua para 2030-2060,” iagua.es. <https://www.iagua.es/noticias/universidad-chile/chile-podria-experimentar-fuerte-reduccion-disponibilidad-agua-2030-2060> (accedido en May. 7, 2022).
- [11] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Microgrids,” nrel.gov. <https://www.nrel.gov/grid/microgrids.html> (accedido en Jun. 14, 2023).

- [12] S. A. Putri, F. Moazeni, y J. Khazaei, “Predictive control of interlinked water-energy microgrids,” *Applied Energy*, vol. 347, no. 121455, Oct. 2023.
- [13] J. Daw, A. Kandt, J. Giraldez, J. Macknick, K. Anderson, N. Armstrong, y J. Adams, “Energy-Water Microgrid Opportunity Analysis at the University of Arizona’s Biosphere 2 Facility,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., NREL/TP-7A40-71294, May. 2018.
- [14] C. Wang, D. Yan, y Y. Jiang, “A novel approach for building occupancy simulation,” *Building Simulation*, vol. 4, pp. 149–167, Dec. 2011.
- [15] V Kotu. y B. Deshpande, “Chapter 12 - Time Series Forecasting,” en *Data Science (Second Edition)*, Morgan Kaufmann, 2019, pp. 395–445.
- [16] T. Takagi y M. Sugeno, “Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control,” *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, vol. SMC-15, no. 1, pp. 116–132, Jan.-Feb. 1985.
- [17] B. Kouvaritakis y M. Cannon, *Model Predictive Control*. Springer International Publishing, 2016.
- [18] A. Shamshad, M. Bawadi, W. Wan Hussin, T. Majid, y S. Sanusi, “First and second order Markov chain models for synthetic generation of wind speed time series,” *Energy*, vol. 30, no. 5, pp. 693–708, Apr. 2005.
- [19] H. Du, Z. Zhao, y H. Xue, “ARIMA-M: A New Model for Daily Water Consumption Prediction Based on the Autoregressive Integrated Moving Average Model and the Markov Chain Error Correction,” *Water*, vol. 12, no. 3, Mar. 2020.
- [20] K. Hara, T. Omori, y R. Ueno, “Detection of unusual human behavior in intelligent house,” en *Proceedings of the 12th IEEE Workshop on Neural Networks for Signal Processing*, Martigny, Switzerland, Sep. 6-6, 2002, p. 697–706.
- [21] O. Cartagena, “Estrategias de control predictivo robusto basadas en intervalos difusos,” Tesis de magíster, Depto. de Ing. Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2019.
- [22] H. R. Khosravani, M. D. M. Castilla, M. Berenguel, A. E. Ruano, y P. M. Ferreira, “A Comparison of Energy Consumption Prediction Models Based on Neural Networks of a Bioclimatic Building,” *Energies*, vol. 9, no. 1, Jan. 2016.
- [23] P. Yousefi, G. Courtice, G. Naser, y H. Mohammadi, “Nonlinear Dynamic Modeling of Urban Water Consumption Using Chaotic Approach (Case Study: City of Kelowna),” *Water*, vol. 12, no. 3, Mar. 2020.
- [24] L. G. Marín, N. Cruz, D. Sáez, M. Summer, y A. Núñez, “Prediction interval methodology based on fuzzy numbers and its extension to fuzzy systems and neural networks,” *Expert Systems with Applications*, vol. 119, pp. 128–141, Apr. 2019.
- [25] O. Cartagena, S. Parra, D. Muñoz-Carpintero, L. G. Marín, y D. Sáez, “Review on Fuzzy and Neural Prediction Interval Modelling for Nonlinear Dynamical Systems,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 23357–23384, Feb. 2021.
- [26] J. C. Bezdek, R. Ehrlich, y W. Full, “FCM: The fuzzy c-means clustering algorithm,” *Computers & Geosciences*, vol. 10, no. 2, pp. 191–203, 1984.
- [27] D. E. Gustafson y W. C. Kessel, “Fuzzy clustering with a fuzzy covariance matrix,” en *1978 IEEE Conference on Decision and Control including the 17th Symposium on*

- Adaptive Processes*, San Diego, CA, USA, Jan. 10-12, 1979, pp. 761–766.
- [28] M. Sugeno y T. Yasukawa, “A fuzzy-logic-based approach to qualitative modeling,” *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 7–7, Feb. 1993.
- [29] H. Kwakernaak y R. Sivan, *Linear Optimal Control Systems*, Wiley, 1972.
- [30] M. Abbasi, E. Abbasi, L. Li, R. P. Aguilera, D. Lu, y F. Wang, “Review on the Microgrid Concept, Structures, Components, Communication Systems, and Control Methods,” *Energies*, vol. 16, no. 1, Jan. 2023.
- [31] M. Uddin, H. Mo, D. Dong, S. Elsayah, J. Zhu, y J. M. Guerrero, “Microgrids: A review, outstanding issues and future trends,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 49, no. 101127, Sep. 2023.
- [32] H. Pourbabak, T. Chen, y W. Su, “Centralized, decentralized, and distributed control for Energy Internet,” en *The Energy Internet*, Woodhead Publishing, 2019, pp. 3–19.
- [33] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cardenas-Dobson, M. Martinez-Gomez, y D. Sáez, “Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193412–193448, Oct. 2020.
- [34] L. Marín, “Hierarchical energy management system based on fuzzy prediction intervals for operation and coordination of microgrids”, Tesis de doctorado, Depto. de Ing. Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2018.
- [35] K. Naz, F. Zainab, K. K. Mehmood, S. B. A. Bukhari, H. A. Khalid, y C-H. Kim, “An Optimized Framework for Energy Management of Multi-Microgrid Systems,” *Energies*, vol. 14, no. 19, Sep. 2021.
- [36] S-J. Lee, J-Y. Choi, H-J. Lee, y D-J. Won, “Distributed Coordination Control Strategy for a Multi-Microgrid Based on a Consensus Algorithm,” *Energies*, vol. 10, no. 7, Jul. 2017.
- [37] T. Roje, D. Sáez, C. Muñoz, y 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, Oct. 2020.
- [38] F. Moazeni, J. Khazaei, y A. Asrari, “Step Towards Energy-Water Smart Microgrids; Buildings Thermal Energy and Water Demand Management Embedded in Economic Dispatch,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 5, pp. 3680–3691, Sep. 2021.
- [39] M. P. Meneses, A. F. Jaimes, y J. V. Quintana, “Water-energy nexus and stochastic optimization in a isolated microgrid: application in arid zones of La Guajira in Colombia,” en *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Novi Sad, Serbia, Oct. 10–12, 2022, pp. 1–5.
- [40] J. Silva-Rodriguez y X. Li, “Centralized Networked Micro Water-Energy Nexus with Proportional Exchange Among Participants,” en *2022 North American Power Symposium (NAPS)*, Salt Lake City, UT, USA, Oct. 9–11, 2022, pp. 1–6.
- [41] D. Köbrich, L. G. Marín, D. Muñoz-Carpintero, C. Ahumada, D. Sáez, M. Sumner, y G. Jiménez-Estévez, “A robust distributed energy management system for the coordinated operation of rural multi-microgrids,” *International Journal of Energy Research*, vol. 46, no. 14, pp. 19775–19795, Aug. 2022.
- [42] R. Bustos, L. G. Marín, A. Navas-Fonseca, L. Reyes-Chamorro, y D. Sáez, “Hierarchical

- energy management system for multi-microgrid coordination with demand-side management,” *Applied Energy*, vol. 342, p. 121145, Jul. 2023.
- [43] C. Ojha, R. Berndtsson, y P. Bhunya, *Engineering Hydrology*, Oxford University Press, 2008.
- [44] M. Kuo, W. L. Wang, D. S. Lin, C. C. Lin, y C. J. Chiang, “An Image-Well Method for Predicting Drawdown Distribution in Aquifers with Irregularly Shaped Boundaries,” *Groundwater*, vol. 32, no. 5, pp. 794–804, Sep. 1994.
- [45] F. de los Á. Andrade, “Cambios hidroclimáticos y procesos de recarga en los acuíferos fracturados de la cordillera de la Costa (macrozona central sur): cuenca de Puangue (31.1° S), Nilahue (34.5° S) y Purapel (35.5° S),” Memoria de título, Depto. de Geología, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2022.
- [46] J. Lofberg, “YALMIP : a toolbox for modeling and optimization in MATLAB,” en *2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation (IEEE Cat. No.04CH37508)*, Taipei, Taiwan, Sep. 2-4, 2004, pp. 284–289.
- [47] Gurobi Optimization, “Gurobi product brochure,” gurobi.com. <https://www.gurobi.com/resources/gurobi-product-brochure/> (accedido en Apr. 20, 2024).
- [48] Gurobi Optimization, “Mixed-integer programming (MIP) – A Primer on the Basics,” gurobi.com. <https://www.gurobi.com/resources/mixed-integer-programming-mip-a-primer-on-the-basics/> (accedido en Apr. 20, 2024).
- [49] R. Bustos, “Control predictivo para un sistema de coordinación de micro-redes considerando gestión de la demanda,” Tesis de magíster, Depto. de Ing. Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2022.
- [50] L. G. Marín, M. Sumner, D. Muñoz-Carpintero, D. Köbrich, S. Pholboon, D. Sáez, y A. Núñez, “Hierarchical Energy Management System for Microgrid Operation Based on Robust Model Predictive Control,” *Energies*, vol. 12, no. 23, Nov. 2019.
- [51] Fibra, “Estanques certificados por la siss para almacenamiento de agua potable - 40000 lt,” fibra.cl. <https://fibra.cl/wp-content/uploads/2020/11/ECOTANK-FIBRA-40M3.pdf> (accedido en Jun. 3, 2024).
- [52] Drill Chile, “Pozos profundos en acero,” drillchile.cl. <https://www.drillchile.cl/pozos-profundos-en-acero/> (accedido en Jun. 3, 2024).
- [53] Dirección General de Aguas. (2016, Nov.). Estudio Hidrogeológico Región de La Araucanía. Ministerio de Obras Públicas. Chile. [En línea]. Disponible: <https://snia.mop.gob.cl/repositoriodga/handle/20.500.13000/6930>.
- [54] T. R. Gurung, R. A. Stewart, C. D. Beal, y A. K. Sharma, “Smart meter enabled informatics for economically efficient diversified water supply infrastructure planning,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 135, pp. 1023–1033, Nov. 2016.
- [55] Aguas Araucanía. (2022, Sep.). Valores de nuevas tarifas. [En línea] Disponible: <https://www.aguasaraucania.cl/recursos-ara/Tarifas/G1-092022.pdf>.
- [56] Centro de Estudios Mineduc. (2022, Mar.). Variación en la información estadística de los docentes de la educación en desempeño, año 2021. Ministerio de Educación. Chile. [En línea]. Disponible: https://centroestudios.mineduc.cl/wp-content/uploads/sites/100/2022/03/APUNTES-22_2022_fd01.pdf.

Anexos

Anexo A. Resultados adicionales de escenarios de simulación EWMS

A.1. Desconexión de estanques de agua: resultados adicionales

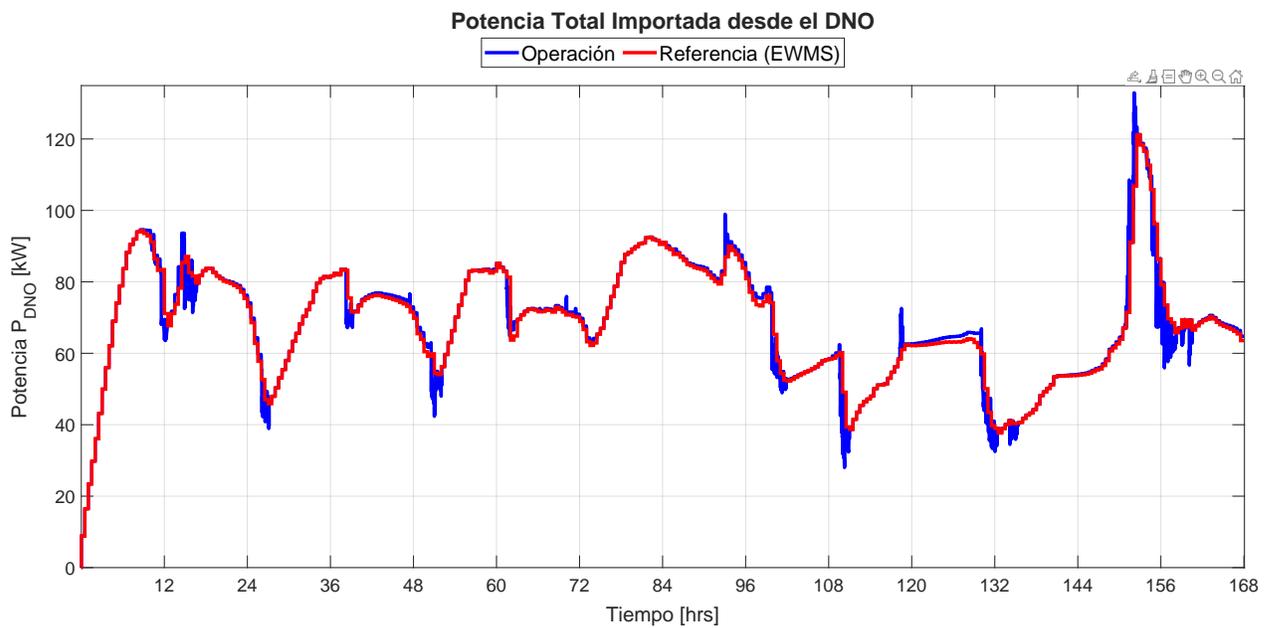


Figura A.1: Potencia total intercambiada con el DNO (estanques desconectados).

Seguimiento de Referencia de Potencia por Micro-red agua-energía

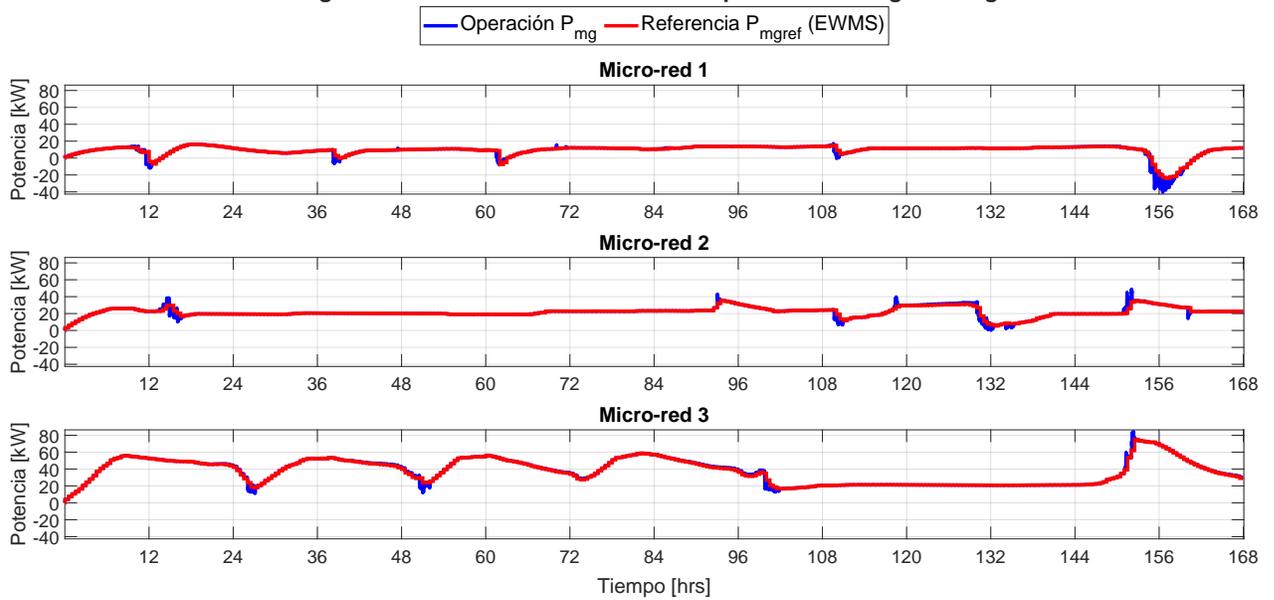


Figura A.2: Potencia intercambiada con el DNO por micro-red (estanques desconectados).

Estado de Carga del Banco de Baterías por Micro-red agua-energía

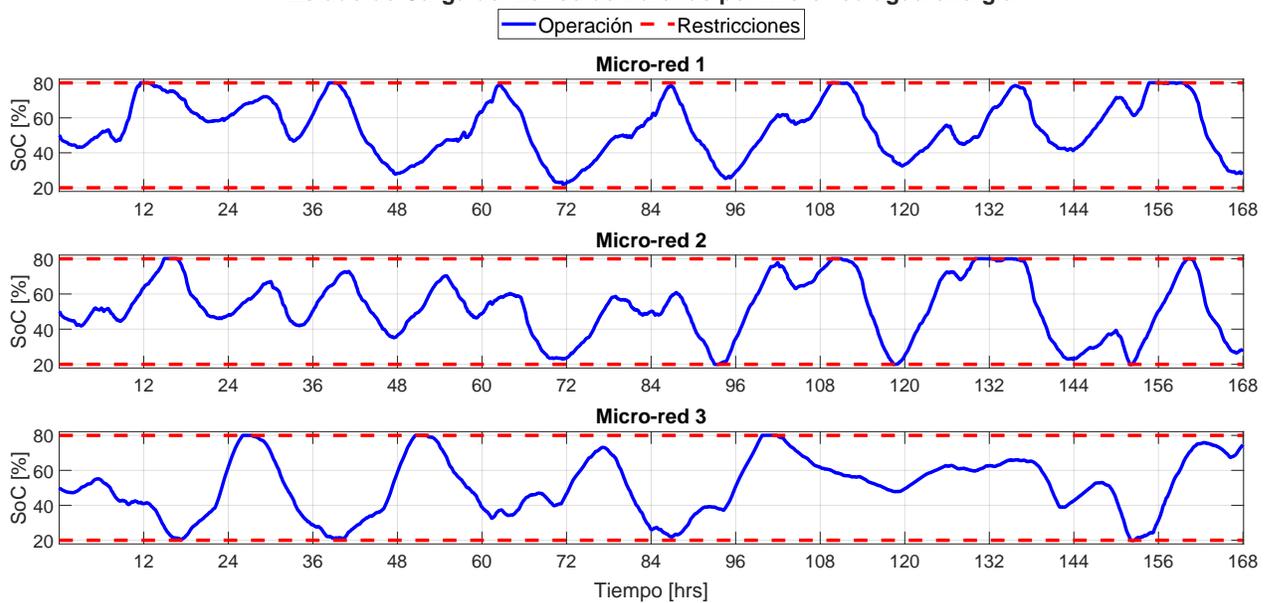


Figura A.3: Estado de carga de bancos de baterías por micro-red (estanques desconectados).

A.2. Desconexión de bomba: resultados adicionales

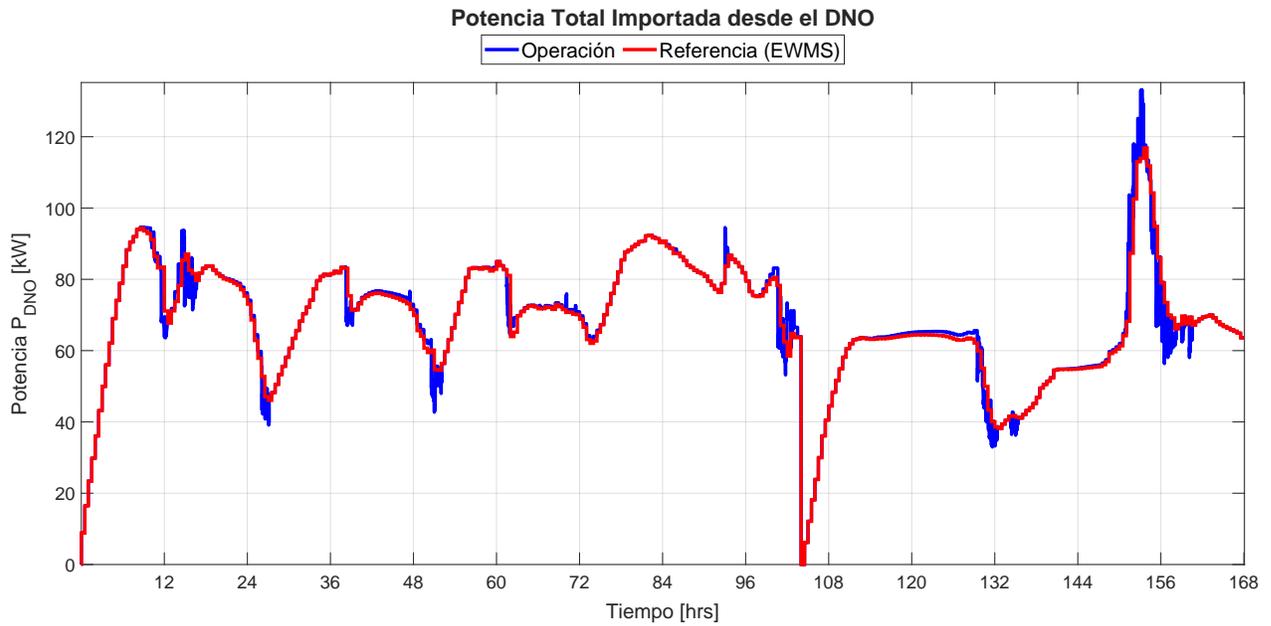


Figura A.4: Potencia total intercambiada con el DNO (desconexión de bomba).

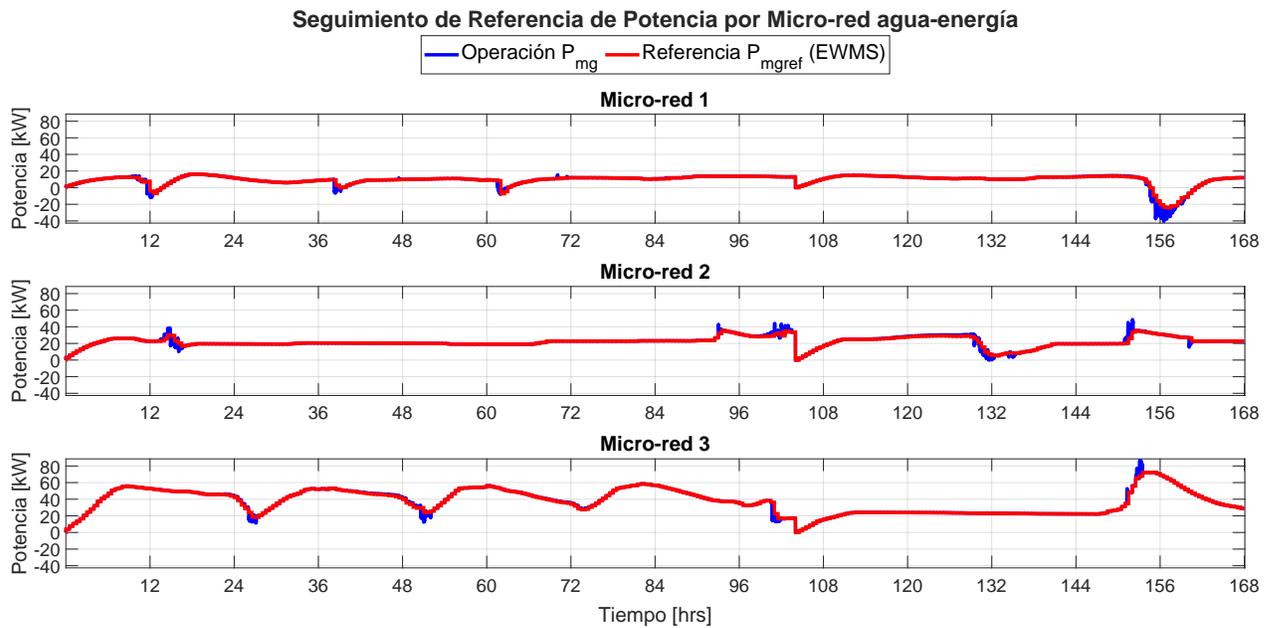


Figura A.5: Potencia intercambiada con el DNO por micro-red (desconexión de bomba).

Estado de Carga del Banco de Baterías por Micro-red agua-energía

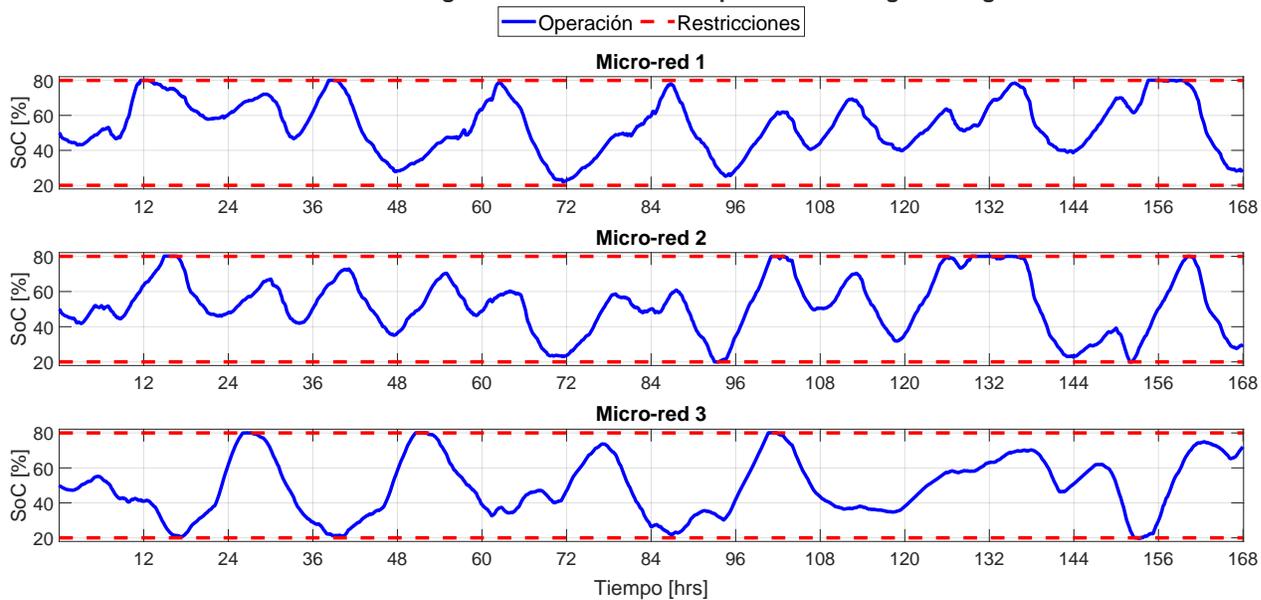


Figura A.6: Estado de carga de bancos de baterías por micro-red (desconexión de bomba).