



**Universidad de Concepción
Facultad de Ingeniería
Doctorado en Energías**

Herramienta de gestión para la operación sistemas de desalinización de agua de mar bajo el enfoque de Demand-side Management.

Tesis presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para optar al grado académico de Doctor en Energías.

POR: Luis Emanuel Vergara Fernández,
Ingeniero Civil Industrial, Magíster en Ingeniería Industrial.

Profesor guía:
Ing. Luis Alejandro Morán Tamayo, PhD.

Concepción, Chile 2022.

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

*A mis padres,
Luis Arnaldo y María Teresa del Carmen.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios, el Creador del universo en que vivimos, y también descubrimos, exploramos y estudiamos. A mi familia, por toda la compañía y apoyo que trascienden a este proceso académico. Al Gobierno de Chile, a través de ANID (ex-CONICYT), por su beca de financiación de estudios doctorales entre 2019 y 2021, y su apoyo financiero a través del Proyecto FONDAP No.15110019. A la Universidad de Concepción, a través de la Dirección de Postgrado, por otorgarme su beca que me cubrió desde el inicio del programa. A mi profesor guía, Luis Morán Tamayo, por su apoyo, supervisión, y comentarios que hicieron posible redactar este informe de la mejor manera posible. También a los profesores Maichel Aguayo Bustos y Carlos Obreque Níñez, por sus colaboraciones respectivas durante distintas etapas de mi investigación, dando como resultado la publicación de un artículo científico al *Journal of Cleaner Production*. Al profesor Jorge Jiménez del Río, por recibirme en el programa de Doctorado en Energías cuando él era director de dicho programa, y por su continuo apoyo hasta ahora, como actual director del Departamento de Ingeniería Industrial. Al profesor Oscar Link Lazo, actual director del programa de Doctorado en Energías, y en general a todos los profesores que contribuyeron en mi formación desde que ingresé al programa. Finalmente, también agradezco a mis colegas del doctorado, especialmente a mis amigos Gonzalo Abarzúa Riquelme y Víctor Soto Pascual, por sus conversaciones tanto profundas como triviales, y esas reuniones para salir a almorzar, o simplemente compartir un té o café en la sala de estudiantes del doctorado.

RESUMEN

El propósito de esta tesis doctoral es proponer una herramienta de gestión basada en la programación lineal entera mixta, para la operación de sistemas de suministro de agua de mar desalinizada, alimentados en parte por plantas de generación de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica, bajo el enfoque de la modulación de la demanda de energía eléctrica. El principal aporte al desarrollo de nuevo conocimiento científico de este trabajo es la novedad del modelo matemático formulado, que es el núcleo de la metodología propuesta como herramienta de gestión. La modulación de la demanda se prueba en dos casos de estudio con distintas configuraciones. El primer caso es la industria agrícola del Norte de Chile, el cual considera una planta desalinizadora por ósmosis inversa con su estación de bombeo única, y una planta fotovoltaica. El segundo caso de estudio se aplica a la gran industria minera del cobre en el Norte de Chile, en el cual se consideran múltiples estaciones de bombeo a lo largo de la línea de cañería y múltiples plantas fotovoltaicas, permitiendo adaptar el modelo matemático a la nueva situación. Los resultados demuestran que la modulación de la demanda provee beneficios tanto económicos como ambientales respecto del escenario base a carga operacional constante, ya que se reduce el margen de costo de compra de energía eléctrica menos venta de energía generada por las plantas fotovoltaicas, y más gases de efecto invernadero son evitados en virtud de un uso más eficiente de la energía fotovoltaica para consumo propio. Finalmente, se concluye que la forma de presentación de resultados orientados a las variables de decisión permite considerar el modelo de optimización como una herramienta de gestión de operaciones, satisfaciendo así un interés tanto científico como industrial en lo que respecta al campo de la gestión de recursos hídricos y energéticos.

ABSTRACT

The purpose of this doctoral thesis is to propose a management tool based on mixed integer linear programming for desalinated seawater supply systems operations partly powered by grid-connected photovoltaic solar power plants, under the approach of electricity demand-side management. The main contribution to the development of new scientific knowledge of this work is the novelty of the mathematical model formulated, which is the core of the proposed methodology as a management tool. Demand-side management is tested in two case studies with different configurations. The first case is the agricultural industry in the North of Chile, which considers one reverse osmosis desalination plant with its unique pumping station, and one photovoltaic plant. The second case study is applied unto the large copper mining industry in the North of Chile, in which multiple pumping stations along the pipeline and multiple photovoltaic plants are considered, allowing the mathematical model to be adapted to the new situation. The results prove that demand-side management provides both economic and environmental benefits with respect to the base scenario at constant operational load, since the margin of electricity purchasing cost minus photovoltaic energy sales is reduced, and more greenhouse gases are avoided by virtue of a more efficient use of photovoltaic energy for own consumption. Finally, it is concluded that the form of presentation of results oriented to decision variables allows considering the optimisation model as an operations management tool, thus satisfying both scientific and industrial interest in the field of water and energy resources management.

ÍNDICES

a) Índice de contenidos

	<i>Página</i>
GENERALIDADES	1
Capítulo 1: INTRODUCCIÓN	2
1.1. Contexto del problema	2
1.2. Desalinización	2
1.3. Desalinización y energía	5
1.4. Modulación de la demanda	7
1.5. Propósito, alcances y supuestos, e hipótesis	9
Capítulo 2: DESARROLLO Y METODOLOGÍA	12
2.1. Desarrollo de la investigación doctoral	12
2.2. Descripción conceptual de los sistemas estudiados	13
2.3. Visión general de la estructura de los modelos de optimización	15
2.4. Primer modelo de optimización	17
2.5. Segundo modelo de optimización	21
2.6. Cálculo del beneficio ambiental del DSM (sólo segundo caso)	23

2.7. Casos de estudio	24
Capítulo 3: RESULTADOS	29
3.1. Primer caso de estudio	29
3.1.1. <i>Resultados principales del escenario base</i>	29
3.1.2. <i>Análisis de sensibilidad</i>	35
3.2. Segundo caso de estudio (actualización respecto del segundo manuscrito)	36
3.2.1. <i>Resultados principales del escenario base</i>	36
3.2.2. <i>Resultados horarios-diarios para el mes de diciembre</i>	39
3.2.3. <i>Resultados principales del análisis de sensibilidad</i>	49
Capítulo 4: CONCLUSIONES	51
REFERENCIAS	53
APÉNDICES	58
Apéndice 1: Primer manuscrito	58
ABSTRACT	59
1. Introduction	60
2. Methodology	63
2.1. <i>Conceptual model</i>	63
2.2. <i>Optimisation Model</i>	64

2.3. <i>Case study</i>	67
3. Results and discussion	70
3.1. <i>Optimisation of water supply system</i>	71
3.2. <i>Sensitivity analysis</i>	75
4. Conclusions	79
Acknowledgements	80
References	81
Apéndice 2: Segundo manuscrito	84
ABSTRACT	85
1. Introduction	86
2. Methods	88
2.1. <i>Optimisation Model</i>	89
2.2. <i>Environmental benefits calculation</i>	93
2.3. <i>Sensitivity analysis</i>	94
2.4. <i>Case study</i>	94
3. Results and discussion	98
3.1. <i>Main results of the base case</i>	98

<i>3.2. Hourly-daily specific results for the base case: Example for one month</i>	100
<i>3.3. Main results for the sensitivity analysis case</i>	105
4. Conclusions	106
Acknowledgements	107
References	108

Apéndice 3: Resultados individuales para la variable de decisión de caudales horarios óptimos en cada unidad, para el mes de diciembre, escenario base, de los resultados del segundo caso de estudio	110
---	-----

b) Índice de tablas

	<i>Página</i>
Tabla 1. Nomenclatura para el primer modelo de optimización	17
Tabla 2. Nomenclatura para el segundo modelo de optimización	21
Tabla 3. Datos de entrada para las restricciones de agua-energía del segundo caso de estudio	28
Tabla 4. Distribución detallada de la demanda de electricidad (en kWh/s) por unidad, y uso de la energía fotovoltaica generada, para el caso optimizado (datos horarios para un día de diciembre)	33
Tabla 5. Resultados económicos principales del escenario base (valores diarios-mensuales)	37
Tabla 6. Resultados ambientales principales del escenario base (valores diarios-mensuales)	37
Tabla 7. Resultados económicos principales del escenario de análisis de sensibilidad	49
Tabla 8. Resultados ambientales principales del escenario de análisis de sensibilidad	50
Tabla 9. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s, para cada unidad del sistema (mes de diciembre)	110

c) Índice de figuras

	<i>Página</i>
Figura 1. Número total de publicaciones científicas de desalinización, y clasificación según categorías	3
Figura 2. Principales técnicas de desalinización	4
Figura 3. Estado tecnológico de energías renovables para las tecnologías de desalinización	6
Figura 4. Número de publicaciones con las palabras clave 'energía solar' y 'desalinización' (en inglés)	7
Figura 5. Diagrama conceptual del sistema productivo para el primer caso	14
Figura 6. Diagrama conceptual del sistema productivo para el segundo caso	15
Figura 7. Mapa del primer caso de estudio	25
Figura 8. Mapa del segundo caso de estudio	26
Figura 9. Diagrama conceptual del segundo caso de estudio	26
Figura 10. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s (mes de diciembre)	30
Figura 11. Volúmenes de agua horarios en el reservorio (mes de diciembre)	30
Figura 12. Perfil energético para el caso sin implementar DSM (mes de diciembre)	31
Figura 13. Perfil energético con DSM implementado (mes de diciembre)	32
Figura 14. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s, para un escenario con cinco opciones de caudal posibles (mes de diciembre)	36

Figura 15. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s, para la unidad PS1 (mes de diciembre)	40
Figura 16. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s, para la unidad PS2 (mes de diciembre)	40
Figura 17. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s, para la unidad PS3 (mes de diciembre)	41
Figura 18. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s, para la unidad PS4 (mes de diciembre)	41
Figura 19. Caudales horarios óptimos, en m ³ /s, para la unidad PS5 (mes de diciembre)	42
Figura 20. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS2 (mes de diciembre)	43
Figura 21. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS3 (mes de diciembre)	43
Figura 22. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS4 (mes de diciembre)	44
Figura 23. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS5 (mes de diciembre)	44
Figura 24. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la operación minera (mes de diciembre)	45
Figura 25. Perfil energético del Clúster 1, caso sin DSM (mes de diciembre)	46
Figura 26. Perfil energético del Clúster 1, caso con DSM (mes de diciembre)	46

Figura 27. Perfil energético del Clúster 2, caso sin DSM (mes de diciembre)	. 47
Figura 28. Perfil energético del Clúster 2, caso con DSM (mes de diciembre)	. 47
Figura 29. Perfil energético del Clúster 3, caso sin DSM (mes de diciembre)	. 48
Figura 30. Perfil energético del Clúster 3, caso con DSM (mes de diciembre)	. 48

GENERALIDADES

El propósito de esta tesis doctoral es proponer una herramienta de gestión basada en la programación lineal entera mixta, para la operación de sistemas de suministro de agua de mar desalinizada, alimentados en parte por plantas de generación de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica, bajo el enfoque de la modulación de la demanda de energía eléctrica. El principal aporte al desarrollo del conocimiento de este trabajo es la novedad del modelo matemático formulado, que es el núcleo de la metodología propuesta como herramienta de gestión diseñada para su aplicación.

El cuerpo principal de este informe de tesis doctoral consta de cuatro capítulos. El Capítulo 1 corresponde a la introducción, en la que se presentan el contexto y el planteamiento del problema abordado, una revisión general de la literatura científica, los objetivos, alcances y supuestos, y la hipótesis de la investigación. El Capítulo 2 describe las fases del desarrollo de la investigación y una descripción general de la metodología. El Capítulo 3 presenta los resultados para cada caso de estudio. El Capítulo 4 corresponde a las conclusiones generales de la investigación, destacando los principales aportes. Las referencias bibliográficas integran a todas las citas realizadas tanto en los manuscritos como las nuevas referencias citadas en el cuerpo principal de este documento. Al final del documento se presenta una sección de apéndices, entre los cuales se destaca la inclusión de los manuscritos resultantes de este trabajo.

Con el propósito de garantizar la consistencia del formato del presente documento respecto de los manuscritos (en inglés), para la presentación de cifras numéricas se ha optado por el uso de comas (,) como separadores de miles, y de puntos (.) como separadores de partes fraccionarias.

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto del problema

El agua es un recurso esencial para el desarrollo de la vida en nuestro planeta. Para la vida terrestre, el agua como recurso clave es específicamente el agua dulce; no obstante, más del 97% del agua existente en el planeta se encuentra en los océanos, cuya salinidad dificulta el uso directo. Así, el agua dulce es considerada un recurso clave para los seres humanos, tanto para mantenernos vivos a nosotros mismos, como también para actividades industriales como la agricultura y la minería. De hecho, el agua dulce es el recurso más importante para la agroindustria (Nazari et al., 2018); por su parte, la industria minera es intensamente dependiente del agua, convirtiendo las regiones ricas en minerales unos de los ecosistemas más sensibles del mundo en términos ambientales (Kunz, 2020). Hoy en día, estos sectores industriales están enfrentando importantes desafíos para la obtención del preciado recurso, debido a fenómenos climáticos y ambientales, tales como el aumento sostenido de la frecuencia de temporadas con sequía, el cual repercute negativamente en la disponibilidad de fuentes directas de agua dulce. Este problema se ve más agravado cuando se trata de territorios localizados en zonas áridas remotas, que dependen de una muy limitada disponibilidad de agua subterránea y, en algunos casos, ríos que atraviesan esas zonas desérticas, como es el caso del desierto de Atacama en el Norte de Chile, el cual destaca por la actividad agrícola en sus valles, y la actividad minera, especialmente en la cordillera de los Andes, lejos de la costa.

1.2. Desalinización

Una tecnología que se ha presentado como solución prometedora es la desalinización de agua de mar. La desalinización es el proceso industrial en el cual la sal es retirada del agua. Ha habido un rápido crecimiento en la instalación de plantas

de desalinización en las últimas tres décadas (Mata-Torres et al., 2017; Molinos-Senante y González, 2019), y se proyecta que esta industria experimentará un crecimiento significativo en la medida que aumenta la población mundial y la industrialización, convirtiéndose en una alternativa prometedora para satisfacer las necesidades de agua dulce en todo el mundo (Gude, 2016).

A nivel de literatura científica, se produjeron aproximadamente 16,500 publicaciones sobre desalinización desde 1980 (Jones et al., 2019), como muestra la Figura 1. La mayoría de estas publicaciones han estudiado la desalinización desde un enfoque tecnológico.

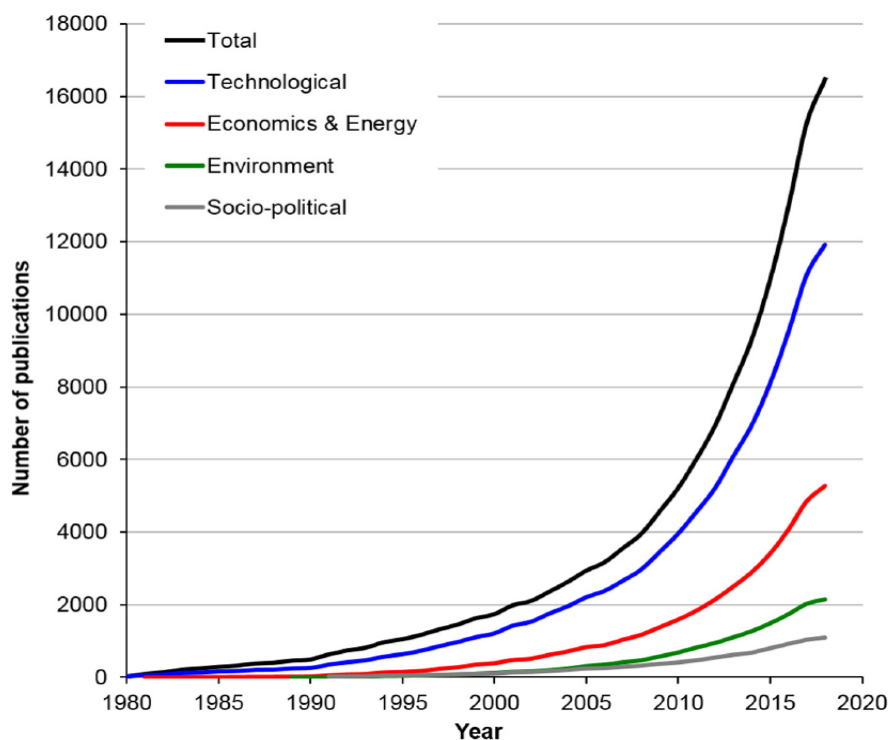


Figura 1. Número total de publicaciones científicas de desalinización, y clasificación según categorías: Tecnológica (azul), económica y energética (rojo), ambiental (verde), y sociopolítica (gris).

Fuente: Jones et al. (2019).

La capacidad de producción de las plantas de desalinización en todo el mundo ha aumentado de 25,000,000 m³/d en 2000 a más de 85,000,000 m³/d en 2016 (Pinto y Marques, 2017).

Existen diferentes técnicas de desalinización, las que se pueden agrupar en dos clases de procesos: procesos térmicos y procesos de membranas. En los procesos térmicos, tal como dice el nombre, se utiliza energía térmica para evaporar el agua y luego condensarla. En los procesos de membranas, éstas actúan como filtro para obtener el agua dulce, ya sea separando sales o separando iones, dependiendo de la tecnología que específicamente se está empleando. En la Figura 2 se muestran clasificadas las tecnologías que actualmente se consideran económicamente viables.

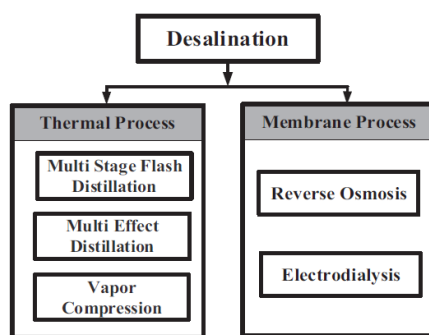


Figura 2. Principales técnicas de desalinización.

Fuente: Khan et al., 2018.

Actualmente, la tecnología de proceso de membranas más efectiva es la desalinización por ósmosis inversa (Khan et al., 2018), haciendo de esta técnica la de mayor crecimiento en el mundo (O. Research, Global Water Desalination Market: 2018–2025 key Industry Insights, Segments, Opportunities, and Forecasts, 2018). En la ósmosis inversa (o RO, por las siglas en inglés de *reverse osmosis*) el agua dulce se produce a partir de agua salina permitiendo el paso de moléculas de agua a través de membranas, mediante la aplicación de alta presión por encima de la presión osmótica (Sharon y Reddy, 2015). La RO es también el proceso de desalinización más eficiente desde el punto de vista energético, ya que tiene el consumo de energía

específico más bajo (Ghaffour et al., 2015); sin embargo, a pesar de esta eficiencia, aún consume mucha energía y, por tanto, igualmente conlleva importantes repercusiones tanto desde el punto de vista económico como ambiental (Molinos-Senante y González, 2019). Frente a esto, las unidades de desalinización impulsadas por energía solar han podido reducir las emisiones de carbono, haciendo cada vez más sostenible este proceso (Byrne et al., 2015; Sharon y Reddy, 2015).

1.3. Desalinización y energía

Entre las diferentes tecnologías que compiten por la generación de energía dedicada a alimentar procesos de desalinización, destaca como una de las más prometedoras la energía solar fotovoltaica (El-Sebaili y El-Bialy, 2015; Ali et al., 2011; Khan et al., 2018), que ha estado creciendo rápidamente en las últimas décadas (Vasconcelos Sampaio y Aguirre González, 2017). La energía solar fotovoltaica es la fuente de energía renovable ideal para apoyar la técnica de ósmosis inversa (Abdelkareem et al., 2018), siendo hoy el tipo de energía renovable más implementado en esta técnica, especialmente en la desalinización a gran escala (Ahmed et al., 2019). En términos generales, el gráfico de la Figura 3 ilustra el estado tecnológico de energías renovables para las tecnologías de desalinización.

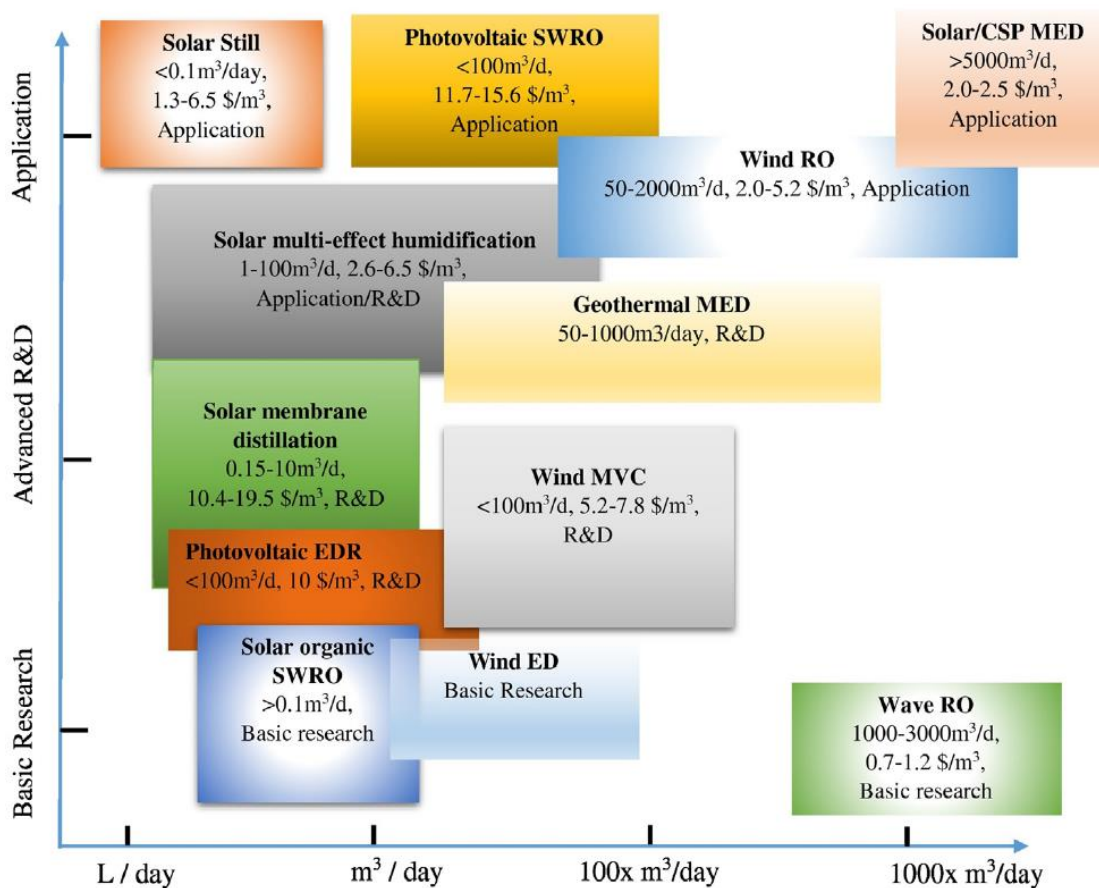


Figura 3. Estado tecnológico de energías renovables para las tecnologías de desalinización.

Fuente: Ahmed et al., 2019 (adaptado de Shahzad et al., 2017).

Es importante hacer notar que, por parte de la literatura científica disponible, el gráfico de la Figura 4 da cuenta del progresivo interés científico por el estudio de la desalinización apoyada por energía solar (indistintamente térmica o fotovoltaica) hasta, al menos, durante la segunda mitad de la década anterior.

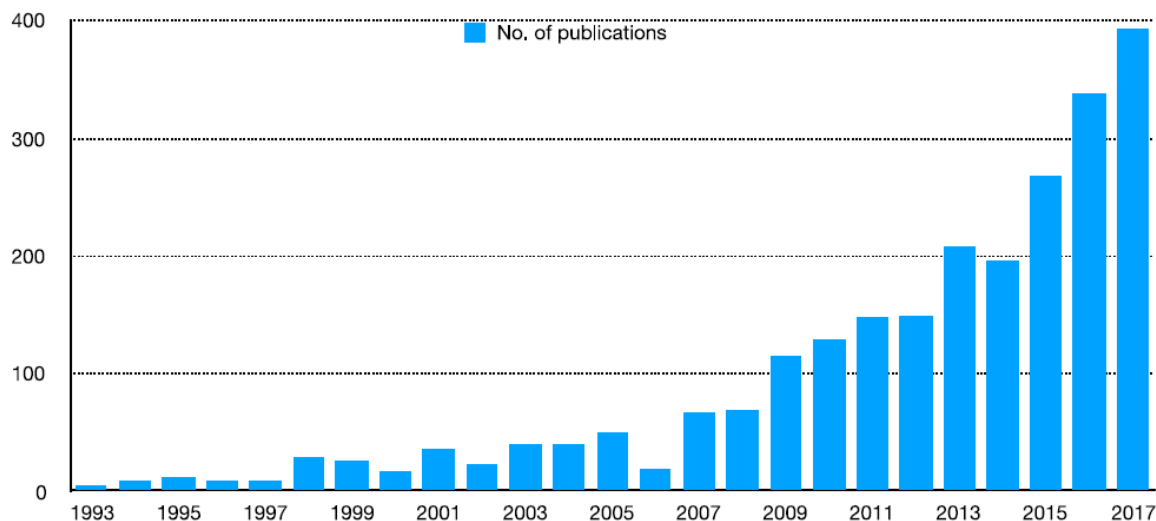


Figura 4. Número de publicaciones con las palabras clave ‘energía solar’ y ‘desalinización’ (en inglés).

Fuente: Ahmed et al., 2019.

No obstante, la principal dificultad (por ahora) para los sistemas de desalinización apoyados por energía solar fotovoltaica es el alto costo inicial y la naturaleza intermitente de la energía solar (Khan et al., 2018), lo cual refleja la necesidad de seguir investigando, con especial orientación hacia estas dificultades.

1.4. Modulación de la demanda

Por otra parte, la modulación de la demanda, o *demand-side management* (DSM, por sus siglas en inglés) figura como una estrategia operacional para el mejoramiento de la sustentabilidad de procesos. En términos concisos, el DSM consiste en la toma de acciones para cambiar los comportamientos del consumidor con el fin de reducir los costos operativos de energía y/o el consumo de energía, sin alterar la producción final (demanda) del sistema de producción en cuestión. Por ejemplo, en los sistemas de abastecimiento de agua, como consumidor de energía eléctrica, puede variar su carga operativa (caudales) para reducir sus costos operativos, sin alterar la demanda diaria de agua de su(s) cliente(s), que podría ser

una comunidad residencial, o una planta industrial (como un recinto agrícola o una planta minera).

Un ejemplo muy ilustrativo acerca de cómo funciona el DSM es el trabajo recientemente publicado por Pamparana et al. (2019), quienes prueban el DSM aplicándolo al proceso de molienda semi-autógena (SAG) de una operación minera en el norte de Chile, reprogramando así, con una resolución de tiempo de 15 minutos, la carga operativa de los molinos SAG en función de la dureza de la roca a lo largo del día, considerando la electricidad disponible desde un sistema de planta solar fotovoltaica con baterías de almacenamiento. Es decir, antes de enviar la roca mineral a molienda, ésta se clasificaba por su dureza, y en los momentos cuando habría energía disponible para inyectar desde el sistema de generación y almacenamiento (sin costo), se asignaba la roca más dura, de modo que esa energía “gratis” se aproveche cuando los molinos SAG requieran más energía, que cuando les toca procesar roca más liviana. De este modo, al final del día, la producción de roca molida resulta ser la misma que en el caso base (sin clasificar previamente, es decir, sin aplicar modulación de la demanda eléctrica de los molinos SAG), pero a menor costo operacional por concepto de compra de energía a la red del sistema eléctrico.

Con respecto a estudios de DSM aplicados a sistemas de suministro de agua, no se hallaron muchas publicaciones científicas. Dentro de los trabajos que se pueden destacar, Helal et al. (2017) proponen esta estrategia como modelo de gestión para programar la operación de diferentes tecnologías de generación eléctrica en una pequeña red (microrredes híbridas), a fin de abastecer de agua potable a comunidades residenciales remotas. Por su parte, Kernan et al. (2017) hacen un estudio aprovechando la variación del costo marginal de la electricidad comprada a la red, el que disminuye debido a la generación de energía eólica. Un modelo de optimización desarrollado por Li et al. (2019) estudia el DSM en otra red de agua residencial, concluyendo que la flexibilidad de la red eléctrica se beneficia cuando las cargas de agua son controlables (variables). Un estudio desarrollado por Mkireb et al. (2018) destaca la importancia de tomar en consideración unidades de almacenamiento de

agua, dado que proveen flexibilidad al sistema al momento de modular la demanda de energía eléctrica. Los hallazgos encontrados en estas investigaciones son muy relevantes, y se aprovecharán en gran manera en esta investigación doctoral. No obstante, aún es necesario el estudio del DSM aplicado a sistemas de suministro de agua, poniendo énfasis en el desarrollo de una herramienta de Gestión de Operaciones, más que estudiar el DSM para realizar una mera descripción de sus beneficios, ya sean económicos y/o ambientales. Todo esto despierta el interés de continuar esta línea de trabajo en materia de investigación científica.

1.5. Propósito, alcances y supuestos, e hipótesis

Habiéndose tenido en consideración la revisión literaria recientemente descrita, y así mismo cada revisión que se expone en las introducciones de los manuscritos redactados durante el desarrollo de la investigación doctoral, que se encuentran en la sección de Resultados, el propósito u objetivo principal de esta tesis doctoral es proponer una Herramienta de Gestión de Operaciones basada en un modelo de programación lineal entera mixta, para optimizar la operación sistemas de suministro de agua basados en plantas de desalinización de agua de mar por ósmosis inversa, alimentados por plantas de energía solar fotovoltaica conectadas a la red, mediante el enfoque de modulación de la demanda de energía eléctrica. La novedad del modelo matemático representa la principal contribución de esta tesis para el desarrollo de nuevo conocimiento científico. Para lograr este objetivo principal, se formulan a continuación los siguientes objetivos específicos; al final de cada objetivo específico se indica entre paréntesis a qué grupos de resultados está asociado, ya sea el primer manuscrito (artículo científico aceptado), el segundo manuscrito, y/o los resultados actualizados del segundo manuscrito.

1. Formular un modelo de programación lineal entera mixta que determine, de acuerdo con los principios de la modulación de la demanda, la carga

operacional óptima para el caso de una planta desalinizadora y una estación de bombeo a la salida de la planta (primer manuscrito).

2. Robustecer el modelo matemático anterior, adaptándolo para que determine la carga operacional óptima para el caso de una planta desalinizadora con múltiples estaciones de bombeo, estando la primera a la salida de la planta desalinizadora, y las siguientes a lo largo de la línea, cada una de ellas con un reservorio (segundo manuscrito y resultados actualizados).
3. Calcular el beneficio ambiental de la modulación de la demanda, mediante la variación porcentual de emisiones de gases de efecto invernadero evitadas con respecto al caso base sin modulación de la demanda (segundo manuscrito y resultados actualizados).

Además, se consideran los siguientes alcances y supuestos:

- En virtud de la naturaleza del análisis, el contexto del estudio se enmarca dentro de asuntos relativos a la Gestión de Operaciones. Aclarado esto, se ha supuesto que, para cada caso de estudio, el sistema de suministro de agua y las plantas solares fotovoltaicas ya existen de antemano, quedando fuera del alcance de este estudio cualquier análisis técnico y económico de dimensionamiento e inversiones iniciales, respectivamente.
- Puesto que se trata de estudios dedicados a la evaluación, de manera exclusiva, de la modulación de la demanda de energía eléctrica para un sistema productivo determinado, y teniendo en consideración una variación preestablecida (parámetro de entrada) de la energía fotovoltaica que la o las plantas generan durante cada hora del día (parámetros de entrada de tipo dependiente), se consideraron, por tanto, constantes cualquier otro factor

que bien podrían ser o no variables en la realidad, tales como la demanda horaria de retiro de agua de los reservorios finales, los costos unitarios de compra y precios unitarios venta de energía eléctrica, y las proporciones de participación de fuentes de energía eléctrica en el sistema eléctrico.

- Todo el volumen de agua producido durante una hora por la planta desalinizadora, corresponde al mismo volumen impulsado por la estación de bombeo en esa hora.

En pocas palabras, el modelo matemático encuentra una solución para un uso y consumo óptimos de energía eléctrica, mediante la programación de las cargas operacionales (medidas en unidades de caudal) de la planta desalinizadora y las estaciones de bombeo. Así, la solución óptima responde a dos decisiones claves a tomar: i) La carga horaria óptima de operación de las unidades del sistema de suministro de agua, y ii) El perfil óptimo de uso y consumo eléctrico del sistema en cada hora. Dicho perfil está compuesto por la energía que se ha de comprar al sistema eléctrico, la parte de energía renovable generada que ha de ser inyectada en las unidades del sistema de abastecimiento de agua, y la parte restante de energía renovable que ha de ser vendida.

Por lo tanto, teniendo en consideración tanto la estructura general del modelo de optimización como las variables de decisión del mismo, la hipótesis de esta investigación doctoral es probar que, mediante la formulación de un modelo novedoso de programación lineal entera mixta, se puede llevar al nivel de Herramienta de Gestión de Operaciones la modulación de la demanda de energía eléctrica aplicada sistemas de suministro de agua compuestos por una planta desalinizadora y una o múltiples estaciones de bombeo con carga de operación variable, alimentados por una o múltiples plantas de generación solar fotovoltaica conectadas a la red, para la reducción del margen de costo de compra de energía eléctrica menos venta de energía fotovoltaica, en comparación con el caso de una carga de operación constante.

Capítulo 2: DESARROLLO Y METODOLOGÍA

2.1. Desarrollo de la investigación doctoral

La investigación doctoral se completó en cuatro fases. La primera fase persiguió el logro del primer objetivo específico, correspondiendo a la formulación del modelo de optimización para el caso de estudio de un sistema de suministro de agua desalinizada con una sola estación de bombeo, que es la que está a la salida de la planta desalinizadora. Esta es la configuración de sistema mínima que se requiere para evaluar el DSM. Puesto que en la realidad existen otros sistemas de suministro de agua tan largos que requieren la incorporación de múltiples estaciones de bombeo a lo largo de la línea de cañería, la segunda fase viene a cubrir este aspecto. Esta fase persiguió el logro de los otros dos objetivos específicos restantes. Tomando como base el primer modelo matemático, éste se adaptó a las nuevas exigencias (segundo objetivo específico). Cada estación de bombeo adicional cuenta con un reservorio antes, para garantizar mayor flexibilidad al DSM, otorgando cierta independencia a cada unidad del sistema. Además de la optimización, que corresponde a un análisis esencialmente económico, se incorporó como aspecto ambiental el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por concepto de optimizar vía DSM (tercer objetivo específico).

De estas primeras dos fases resultaron dos manuscritos enviados al *Journal of Cleaner Production*. El primer manuscrito fue enviado el día 22 de mayo de 2021, y el segundo el día 30 del mismo mes. Con fecha 3 de junio de 2021, el segundo manuscrito fue rechazado por el editor designado, mientras que, tras una serie de revisiones, el día 11 de diciembre de ese año, el primer manuscrito fue aceptado por la revista, y se encuentra disponible en línea desde el día 13 de diciembre de 2021, con fecha de publicación el día 1 de febrero de 2022, en el volumen 334 de dicha revista (Vergara-Fernandez et al., 2022). De este modo, al no haber sido aceptados en primera instancia ninguno de los dos manuscritos, las tercera y cuarta fases

corresponden, respectivamente, a la etapa de revisiones del primer manuscrito, y la actualización de resultados del segundo manuscrito.

Durante la tercera fase, la revisión más importante al primer manuscrito enviado fue la incorporación de un análisis de sensibilidad que fue sugerido por uno de los revisores. Los nuevos hallazgos obtenidos tras este análisis permitieron no sólo mejorar el primer trabajo, sino también aplicar lo aprendido al trabajo del segundo manuscrito, completando así la investigación doctoral con la cuarta fase de actualización de resultados del segundo manuscrito. De esta manera, las primera y tercera fases están asociadas al primer caso de estudio, y las segunda y cuarta fases están asociadas al segundo caso de estudio.

2.2. Descripción conceptual de los sistemas estudiados

Como ya fue dicho, el estudio para el primer caso evalúa el DSM en la configuración de sistema mínima que se requiere para dicho análisis. Tal como lo ilustra la Figura 5, el sistema productivo corresponde a una planta desalinizadora por ósmosis inversa (D) que posee una estación de bombeo (B) a la salida, para transportar el agua a un reservorio final (R). De manera general, se les llama unidades a los elementos del sistema que consumen electricidad, en este caso, D y B (agrupadas en el modelo de optimización bajo el subíndice i , con valores 0 y 1, respectivamente), las cuales están alimentadas por la grilla del sistema eléctrico local, y una planta de generación de energía solar fotovoltaica (FV) conectada a la grilla, la cual cumple, en este caso, con el rol de fuente de energía renovable para consumo propio. Esta conexión permite que, en caso que durante un momento del día la planta FV esté generando más electricidad que la que el sistema demanda, la electricidad sobrante sea vendida.

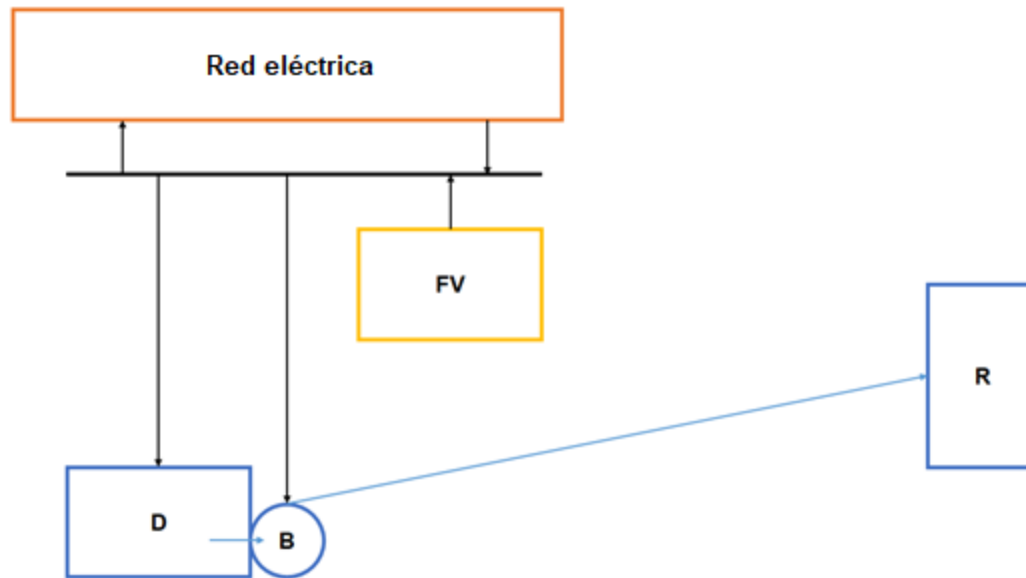


Figura 5. Diagrama conceptual del sistema productivo para el primer caso.

En el estudio del segundo caso se agregan múltiples estaciones de bombeo a lo largo de la línea de cañería (similar al caso anterior, agrupadas en el modelo de optimización bajo el subíndice i , comenzando con el valor 0, que es el de la planta desalinizadora). También se consideran más de una planta FV conectadas a la grilla (agrupadas en el modelo de optimización bajo el subíndice j , comenzando con el valor 1), donde cada una alimenta a una o varias unidades del sistema, pero cada unidad del sistema está conectada a una planta FV. Se introduce el concepto de clúster, que identifica el grupo de unidades del sistema que están conectadas a cierta planta FV. En el ejemplo de la Figura 6, se tienen dos estaciones de bombeo adicionales y dos plantas FV (PV1 y PV2) conectadas a la red (Grid), donde PV1 alimenta a la planta desalinizadora por ósmosis inversa (SWRO) y su estación de bombeo (PS2), conformando el Clúster 1, y PV2 alimenta a las estaciones PS2 y PS3, conformando el Clúster 2. El reservorio final o principal está identificado como una operación minera, de acuerdo con el caso de estudio.

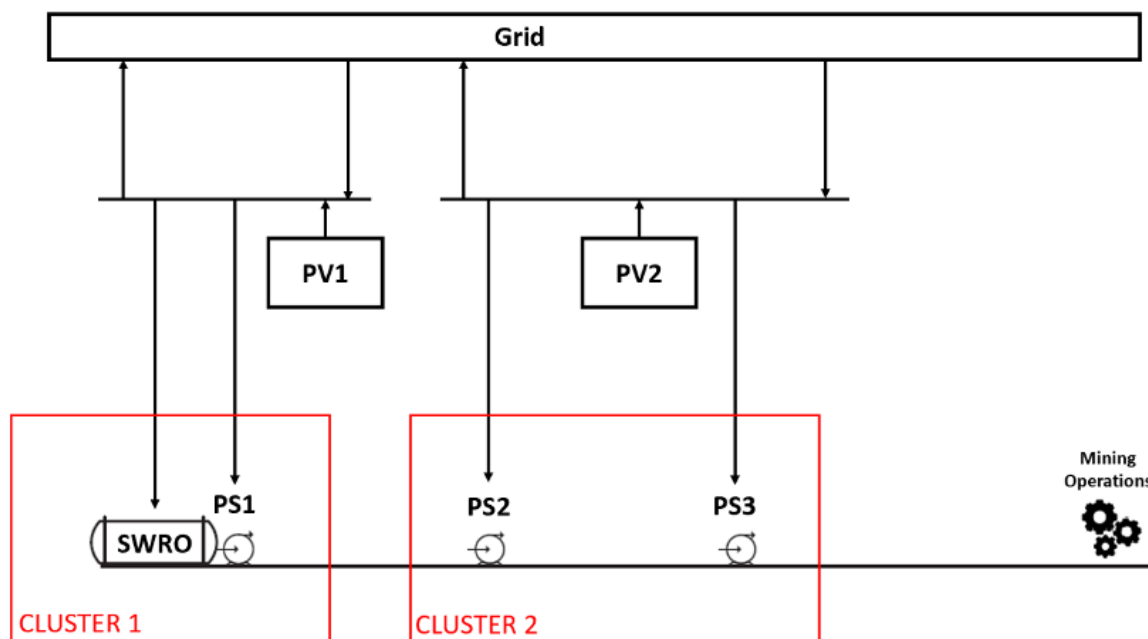


Figura 6. Diagrama conceptual del sistema productivo para el segundo caso.

2.3. Visión general de la estructura de los modelos de optimización

Para ambos casos de estudio, la función objetivo busca minimizar un margen de costos por concepto de comprar energía de la grilla, menos las ventas de electricidad sobrante generada por la planta fotovoltaica. Esta minimización se logra haciendo variar las cargas operacionales (medidas en unidades de caudal) de la planta SWRO y la o las estaciones de bombeo, modificando (modulando) la demanda de electricidad de las unidades, mas sin alterar la producción final, que es un volumen total de agua desalinizada a cumplir al final del día. Para medir el desempeño del DSM, el valor objetivo (margen) se compara con el caso base sin DSM, es decir, asumiendo una carga operacional constante durante todo el día.

Las restricciones de los modelos, para ambos casos, se agrupan en tres categorías: Restricciones de agua, restricciones de energía, y restricciones de agua-

energía. Las restricciones de agua corresponden a límites de capacidades volumétricas en los reservorios, establecimiento de condiciones iniciales y finales para garantizar continuidad, y balances volumétricos en las unidades del sistema. Las restricciones de energía establecen los balances energéticos (electricidad) entre las plantas fotovoltaicas y las unidades del sistema de suministro de agua. Por último, las restricciones de agua-energía relacionan el consumo eléctrico con el caudal producido (por la planta SWRO) o impulsado (por las estaciones de bombeo), permitiendo la selección del caudal óptimo en cada hora, que es la resolución de tiempo de cada análisis. Las nomenclaturas y los detalles (función objetivo y restricciones) de los modelos de optimización se encuentran, respectivamente para cada caso, en la sección de Resultados, donde también se informa la categoría a la que corresponde cada restricción.

Dado que el modelo es lineal, mas, no obstante, las relaciones de consumo eléctrico de las estaciones de bombeo respecto de los caudales de impulsión son no lineales, y en virtud de que el caudal es la variable de decisión inmediata que ha de tomar el operador o programador del sistema, es menester definir las opciones de caudales que en cada caso se han de tomar para cada unidad del sistema, previo a la optimización.

2.4. Primer modelo de optimización

La Tabla 1 muestra la nomenclatura de conjuntos, parámetros y variables de decisión empleada en este primer modelo de optimización.

Tabla 1

Nomenclatura para el primer modelo de optimización.

Símbolo	Descripción	Unidad
Conjuntos y parámetros de entrada:		
I	Conjunto de unidades i del sistema de suministro de agua. $I = \{0, 1\}$, donde $i = 0$ corresponde a la planta desalinizadora, e $i = 1$ corresponde a la estación de bombeo.	–
K	Conjunto de valores de caudal k posibles a los que opera el sistema de suministro de agua. $K = \{1, \dots, K \}$, donde $ K $ depende de cada caso de estudio.	–
T	Conjunto de horas t del día. $T = \{1, \dots, T \}$: $ T = 24$.	–
R	Agua demandada por el reservorio, expresada en unidades de caudal.	m^3/s
VR_{ini}	Volumen de agua inicial en el reservorio.	m^3
VR_{max}	Capacidad volumétrica máxima del reservorio.	m^3
VR_{out}	Volumen horario de agua retirada en el reservorio.	m^3
Q_k	Caudal correspondiente al caso k .	m^3/s
$PQ_{i,k}$	Relación potencia-caudal en la unidad i , para cada caso de caudal k .	$W/(m^3/s)$
PV_t	Electricidad generada por la planta fotovoltaica durante la hora t .	W
C_{Grid}	Costo unitario de compra de la electricidad a la red del sistema eléctrico.	US\$/Wh
P_{Sell}	Precio de unitario de venta de la electricidad generada por la planta fotovoltaica.	US\$/Wh
SH	Los 3,600 s de 1 h (usado para convertir unidades de caudal en unidades de volumen).	s
dt	Longitud del paso de tiempo, que es 1 h (usado para convertir unidades de potencia en unidades de energía).	h
Variables de decisión:		
$q_{i,t}$	Caudal que debe producir (o bombear) la unidad i durante la hora t .	m^3/s
vr_t	Volumen neto presente en el reservorio en la hora t .	m^3
$s_{i,k,t}$	Variable selectora de caudal para la unidad i en la hora t para cada caso k (binaria).	–
$p_{i,t}$	Potencia eléctrica requerida por la unidad i durante la hora t .	W
$pp_{i,t}$	Potencia eléctrica que ha de comprarse a la grilla para la unidad i durante la hora t .	W
$pvi_{i,t}$	Parte de la potencia generada por la planta fotovoltaica que ha de ser inyectada a la unidad i durante la hora t .	W
pvo_t	Parte de la potencia generada por la planta fotovoltaica que se vende a la grilla durante la hora t .	W

Luego, el modelo de programación lineal entera mixta para este primer caso es el siguiente:

$$\text{Minimise } F = C_{Grid} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (pp_{i,t} dt) - P_{Sell} \sum_{t \in T} (pvo_t dt) \quad (1)$$

Subject to:

$$\sum_{t \in T} q_{i,t} \geq R |T| \quad \forall i \in I \quad (2)$$

$$q_{0,t} = q_{1,t} \quad \forall t \in T \quad (3)$$

$$q_{i,1} = q_{i,24} \quad \forall i \in I \quad (4)$$

$$vr_1 = VRini + SH q_{1,1} - VRout \quad (5)$$

$$vr_t = vr_{t-1} + SH q_{1,t} - VRout \quad \forall t \in T: t > 1 \quad (6)$$

$$vr_1 = vr_{24} \quad (7)$$

$$PV_t = pvo_t + \sum_{i \in I} pvi_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (8)$$

$$p_{i,t} = pp_{i,t} + pvi_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (9)$$

$$p_{i,t} dt \geq dt \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k PQ_{i,k}) \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (10)$$

$$q_{i,t} = \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k) \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (11)$$

$$\sum_{k \in K} s_{i,k,t} = 1 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (12)$$

$$0 \leq vr_t \leq VRmax, pvo_t \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (13)$$

$$q_{i,t} \geq 0, p_{i,t} \geq 0, pp_{i,t} \geq 0, pvi_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (14)$$

$$s_{i,k,t} \in \{0,1\} \quad \forall i \in I, \forall k \in K, \forall t \in T \quad (15)$$

La función objetivo de la ecuación (1) minimiza el margen diario del costo de electricidad comprada menos el ingreso de venta de electricidad generada por la planta fotovoltaica. Las restricciones se clasifican en tres grupos: de agua, (2)–(7); de energía, (8) y (9); y de agua-energía, (10)–(12). Las restricciones (13)–(15) se emplean para definir la naturaleza matemática de las variables. La restricción (2) asegura la satisfacción de toda la demanda diaria de agua para cada unidad i . La restricción (3) establece que el agua que sale de la planta desalinizadora durante la hora t es la misma que es impulsada por la estación de bombeo en esa hora. Teniendo en consideración que el modelo evalúa para un día representativo de un mes determinado (condiciones promedio) con una resolución de tiempo de 1 h, la restricción (4) asegura la continuidad de la operación del sistema a través de todos los días del mes, de modo que al inicio del siguiente día las condiciones del sistema sean las mismas que las últimas del día anterior. En cuanto al reservorio, las restricciones (5) y (6) establecen los balances volumétricos para la primera hora y las siguientes del día, respectivamente. La restricción (7), análogo a la restricción (4), establece las condiciones finales de volumen presente en el reservorio. La restricción (8) establece el balance de energía fotovoltaica compuesto por la electricidad que es inyectada a las unidades del sistema y la electricidad que es vendida. Por su parte, la restricción (9) establece el balance de electricidad demandada por cada unidad en relación con la electricidad recibida desde la grilla y desde la planta fotovoltaica. La restricción (10) permite calcular la electricidad demandada por cada unidad i durante cada hora t (note que el parámetro dt aparece sólo para efectos de consistencia con las unidades de medida), dado el caudal obtenido en la restricción (11), mientras que la restricción (12) permite a la restricción (11) escoger sólo un caudal dentro de las k posibilidades previamente consideradas.

Adicionalmente, para cada caudal k , las ecuaciones (16)–(18) son usadas para determinar el valor de los parámetros de entrada Q_k y $PQ_{i,k}$, los cuales han de calcularse previo a la optimización (por lo tanto, no forman parte del modelo de optimización). Primero, los valores de los parámetros Q_k (y, por consiguiente, la cantidad k de

posibilidades a considerar) son definidos de acuerdo con cada caso de estudio. Los valores de $PQ_{i,k}$ (que es potencia dividido por caudal) dependen de la situación de cada unidad i , los cuales son obtenidos mediante el cálculo previo de la demanda de electricidad $P_{i,k}$ que corresponde a cada valor de caudal posible Q_k asociado, ya sea a partir de la ecuación (16) en caso de la planta desalinizadora (esto es, para $i = 0$), o a partir de la ecuación (17) en caso de la estación de bombeo (esto es, para $i = 1$). Estas ecuaciones fueron deducidas desde el trabajo de Herrera-León et al. (2019). Finalmente, los valores $PQ_{i,k}$ son calculados en la (18).

$$P_{0,k} dt = UCSO \cdot Q_k \quad \forall k \in K \quad (16)$$

$$P_{1,k} dt = \left(\frac{\rho \cdot 8 \cdot f \cdot L}{\eta \cdot D^5} Q_k^3 + \frac{\rho \cdot g \cdot Z}{\eta} Q_k \right) dt \quad \forall k \in K \quad (17)$$

$$PQ_{i,k} = \frac{P_{i,k}}{Q_k} \quad \forall i \in I \quad \forall k \in K \quad (18)$$

$P_{i,k}$ es la potencia eléctrica requerida por la unidad i para producir (o impulsar) un caudal de valor Q_k , $UCSO$ es el consumo eléctrico unitario de la planta desalinizadora, ρ es la densidad másica del agua, g es la aceleración de gravedad, Z es la diferencia de altura entre el reservorio y la estación de bombeo, f es el factor de fricción de Darcy (se asume constante), L es la distancia horizontal entre el reservorio y la estación de bombeo, D es el diámetro de la cañería que une la estación de bombeo con el reservorio, y η es la eficiencia neta de la estación de bombeo. Los valores dependen de cada caso de estudio.

2.5. Segundo modelo de optimización

De manera similar al primer modelo, pero con las diferencias que lo adaptan al nuevo caso, la Tabla 2 muestra la nomenclatura de conjuntos, parámetros y variables de decisión empleada en este segundo modelo de optimización.

Tabla 2

Nomenclatura para el segundo modelo de optimización.

Símbolo	Descripción	Unidad
Conjuntos y parámetros de entrada:		
I	Conjunto de unidades i del sistema de suministro de agua.	–
J	Conjunto de plantas fotovoltaicas j conectadas a la grilla.	–
K	Conjunto de valores de caudal k posibles a los que opera el sistema de suministro de agua.	–
T	Conjunto de horas t del día.	–
R	Agua demandada por el reservorio principal, expresada en unidades de caudal.	m^3/s
$VPSini_i$	Volumen de agua inicial en el reservorio de la estación i .	m^3
$VPSmax_i$	Capacidad volumétrica máxima del reservorio de la estación i .	m^3
$VRini$	Volumen de agua inicial en el reservorio principal.	m^3
$VRmax$	Capacidad volumétrica máxima del reservorio principal.	m^3
$VRout$	Volumen horario de agua retirada en el reservorio principal.	m^3
Q_k	Caudal correspondiente al caso k .	m^3/s
$PQ_{i,k}$	Relación potencia-caudal en la unidad i , para cada caso de caudal k .	$W/(m^3/s)$
$PV_{j,t}$	Electricidad generada por la planta fotovoltaica j durante la hora t .	W
A_{ij}	Indicador de la existencia de conexión eléctrica entre la unidad i y la planta j .	–
C_{Grid}	Costo unitario de compra de la electricidad a la red del sistema eléctrico.	$US\$/Wh$
P_{Sell}	Precio de unitario de venta de la electricidad generada (fotovoltaica).	$US\$/Wh$
SH	Los 3,600 s de 1 h.	s
dt	Longitud del paso de tiempo (que es 1 h).	h
Variables de decisión:		
$q_{i,t}$	Caudal que debe producir (o bombear) la unidad i durante la hora t .	m^3/s
$vps_{i,t}$	Volumen neto presente en el reservorio de la estación i en la hora t .	m^3
$vr_{i,t}$	Volumen neto presente en el reservorio principal en la hora t .	m^3
$s_{i,k,t}$	Variable selectora de caudal para la unidad i en la hora t para cada caso k (binaria).	–
$p_{i,t}$	Potencia eléctrica requerida por la unidad i durante la hora t .	W
$pp_{i,t}$	Potencia eléctrica que ha de comprarse a la grilla para la unidad i durante la hora t .	W
$pvi_{i,j,t}$	Parte de la potencia generada por la planta j que ha de ser inyectada a la unidad i durante la hora t .	W
$pvo_{j,t}$	Parte de la potencia generada por la planta j que se vende a la grilla durante la hora t .	W

Luego, el modelo de programación lineal entera mixta para este primer caso es el siguiente:

$$\text{Minimise } F = C_{Grid} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (pp_{i,t} dt) - P_{Sell} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (pvo_{j,t} dt) \quad (19)$$

Subject to:

$$\sum_{t \in T} q_{i,t} \geq R |T|, \quad \forall i \in I \quad (20)$$

$$q_{0,t} = q_{1,t}, \quad \forall t \in T \quad (21)$$

$$q_{i,1} = q_{i,T}, \quad \forall i \in I \quad (22)$$

$$vps_{0,t} = vps_{1,t}, \quad \forall t \in T \quad (23)$$

$$vps_{i,1} = VPSini + SH q_{i-1,1} - SH q_{i,1}, \quad \forall i \in I: i > 0 \quad (24)$$

$$vps_{i,t} = vps_{i,t-1} + SH q_{i-1,1} - SH q_{i,t}, \quad \forall i \in I: i > 0, \forall t \in T: t > 1 \quad (25)$$

$$0 \leq vps_{i,t} \leq VPSmax, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (26)$$

$$vps_{i,1} = vps_{i,T}, \quad \forall i \in I \quad (27)$$

$$vr_1 = VRini + SH q_{1,1} - VRout \quad (28)$$

$$vr_t = vr_{t-1} + SH q_{1,t} - VRout, \quad \forall t \in T: t > 1 \quad (29)$$

$$0 \leq vr_t \leq VRmax, \quad \forall t \in T \quad (30)$$

$$vr_1 = vr_T \quad (31)$$

$$PV_{j,t} = pvo_{j,t} + \sum_{i \in I} (A_{i,j} pvi_{i,j,t}), \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (32)$$

$$p_{i,t} = pp_{i,t} + \sum_{j \in J} (A_{i,j} pvi_{i,j,t}), \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (33)$$

$$p_{i,t} dt \geq dt \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k PQ_{i,k}), \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (34)$$

$$q_{i,t} = \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k), \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (35)$$

$$\sum_{k \in K} s_{i,k,t} = 1, \quad \forall t \in T \quad (36)$$

De manera análoga al primer modelo, a función objetivo de la ecuación (9) minimiza el margen diario del costo de electricidad comprada menos el ingreso de venta de electricidad generada por la planta fotovoltaica. La clasificación de los grupos de restricciones es la siguiente: de agua, (20)–(31); de energía, (32) y (33); y de agua-energía, (34)–(36). En este caso, la naturaleza matemática de las variables de decisión se halla de forma implícita dentro de las restricciones, si el caso lo amerita. De igual manera, las ecuaciones (37)–(39) son usadas para determinar el valor de los parámetros de entrada Q_k y $PQ_{i,k}$. La ecuación (37) es idéntica a la ecuación (16), mientras que las ecuaciones (38) y (39) se distinguen de las ecuaciones (17) y (18) sólo por los subíndices i , para identificar cada estación de bombeo. Las distancias lineales L_i y diferencias de altitud Z_i en la ecuación (38) corresponden a las distancias entre la unidad actual y el elemento siguiente.

$$P_0 dt = UCSO Q_k, \quad \forall k \in K \quad (37)$$

$$P_i dt = \left(\frac{\rho \cdot 8 \cdot f \cdot L_i}{\eta_i \cdot D_i^5} Q_k^3 + \frac{\rho \cdot g \cdot Z_i}{\eta_i} Q_k \right) dt, \quad \forall i \in I: i > 0, \forall k \in K \quad (38)$$

$$PQ_{i,k} = \frac{P_i}{Q_k}, \quad \forall i \in I: i > 0, \forall k \in K \quad (39)$$

2.6. Cálculo del beneficio ambiental del DSM (sólo segundo caso)

El DSM, además de ofrecer un beneficio económico, ofrece un beneficio ambiental a través de un mejor aprovechamiento de la energía renovable que genera la planta para consumo propio, conllevando a una reducción de la energía comprada a la grilla, la cual está compuesta por una mezcla de diferentes fuentes de generación (matriz energética), entre las cuales se halla energía no renovable. Este beneficio ambiental es adicional respecto del beneficio ya existente desde el escenario base sin DSM, en virtud de la existencia previa de las plantas fotovoltaicas. El beneficio ambiental se calcula, por lo tanto, obteniendo la diferencia entre las emisiones diarias de gases de efecto invernadero (GEI, o GHG por sus siglas en inglés) de los escenarios con y sin DSM. Para ello, se emplean las ecuaciones (40) y (41), que

calculan las emisiones de GEI en cada hora t (GHG_t) y diarias (GHG_{Day}), respectivamente.

$$GHG_t = UGHG_{Grid} \sum_{i \in I} p p_{i,t} + UGHG_{PV} \left(\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} p v_{i,j,t} + \sum_{j \in J} p v_{o,j,t} \right), \forall t \in T \quad (40)$$

$$GHG_{Day} = \sum_{t \in T} GHG_t \quad (41)$$

$UGHG_{Grid}$ y $UGHG_{PV}$ son las tasas unitarias de emisiones de GEI de la red del sistema eléctrico y de las plantas fotovoltaicas, respectivamente.

2.7. Casos de estudio

Para el primer modelo, el caso de estudio de estación de bombeo única y planta fotovoltaica única se basó en la Hacienda María Isabel (Figura 7), que es un recinto agrícola situado en el valle de Copiapó, cerca de la costa Pacífico del Norte de Chile. Inicialmente se consideran tres opciones de caudal, que son 0.16, 0.20, y 0.24 m³/s. Para obtener más información acerca de los detalles de este caso de estudio, que incluyen los valores de los parámetros de entrada del modelo de optimización, se remite al lector a consultar la sección 2.3 del primer manuscrito, en el Apéndice 1 de este informe*.

* Los datos de entrada de la generación fotovoltaica horaria representan al mes de diciembre, que es verano en el hemisferio sur.

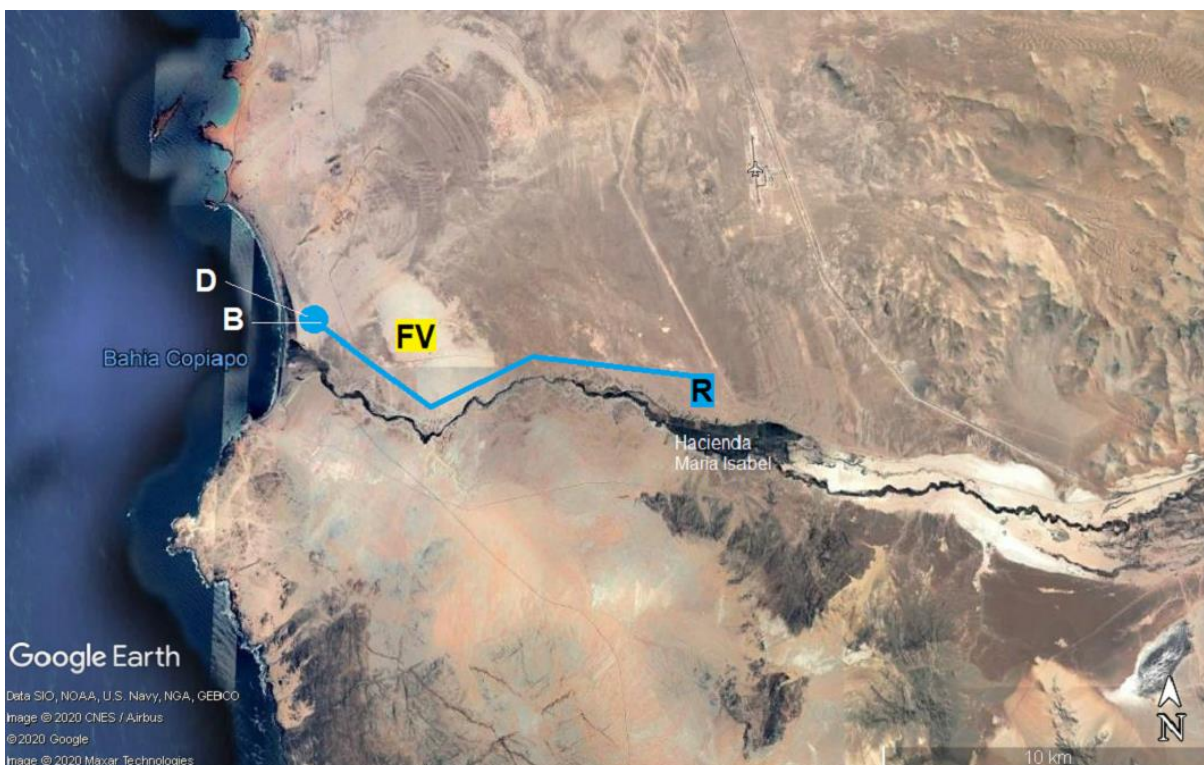


Figura 7. Mapa del primer caso de estudio.

Por su parte, para el segundo modelo, el caso de estudio se basó en un complejo minero ubicado en la comuna de Calama (Figuras 8 y 9), que comprende las plantas de Chuquicamata, Ministro Hales (ex Mansa Mina) y Radomiro Tomic, todas ellas pertenecientes a la minera estatal CODELCO, y en el cual la planta desalinizadora se ubica en la localidad de Tocopilla, costa Pacífico del Norte de Chile, contando el sistema de suministro con un total de cinco estaciones de bombeo, y tres plantas fotovoltaicas (por lo tanto, tres clústeres).



Figura 8. Mapa del segundo caso de estudio.

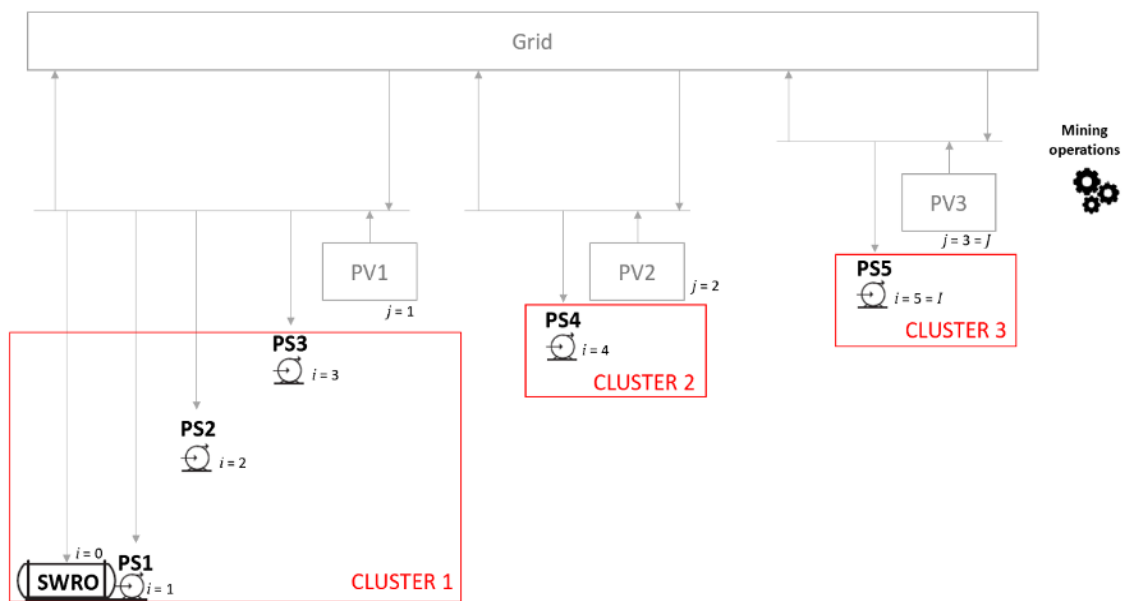


Figura 9. Diagrama conceptual del segundo caso de estudio.

El estudio original relativo a este caso de estudio, que correspondió a la segunda fase de la investigación doctoral, se contemplaron cuatro opciones de caudal Q_k , que fueron 0.9, 1.0, 1.1, y 1.2 m³/s. Pero tras el análisis de sensibilidad que se realizó al estudio del primer manuscrito (esto es, en la primera fase de la investigación), se demostró una mejoría en los resultados cuando se dispone de más opciones de caudal a definir. Tomando en consideración este hallazgo, se ha procedido a actualizar el caso del segundo manuscrito, aumentando de cuatro a nueve opciones de caudal Q_k , que son 0.80, 0.85, 0.90, 0.95, 1.00, 1.05, 1.10, 1.15, y 1.20 m³/s. Esto además permite dejar en el punto medio entre la tasa mínima y máxima la tasa de operación media del sistema, que es 1.00 m³/s (que corresponde a $k = 5$). En la Tabla 3 se muestran los parámetros de entrada P_i y $PQ_{i,k}$ (para las restricciones de agua-energía del modelo) actualizados. Todos los demás parámetros de entrada permanecen igual que en el trabajo original del segundo manuscrito, incluyendo el análisis de sensibilidad, de modo que para los demás detalles acerca de este caso de estudio, aquellos que no fueron modificados en la cuarta fase de esta investigación, se remite al lector a consultar la sección 2.4 del segundo manuscrito, en el Apéndice 2 de este informe.

Tabla 3

Datos de entrada para las restricciones de agua-energía del segundo caso de estudio.

Unidad	Q_k (m ³ /s)	P_i (W)	$P/Q_{i,k}$ (W*s/m ³)	Unidad	Q_k (m ³ /s)	P_i (W)	$P/Q_{i,k}$ (W*s/m ³)
RO ($i = 0$)	0.80	2,480.00	3,100.00	PS3 ($i = 3$)	0.80	965,871.70	1,207,339.63
	0.85	2,635.00	3,100.00		0.85	1,104,837.81	1,299,809.19
	0.90	2,790.00	3,100.00		0.90	1,258,094.67	1,397,882.97
	0.95	2,945.00	3,100.00		0.95	1,426,482.91	1,501,560.96
	1.00	3,100.00	3,100.00		1.00	1,610,843.17	1,610,843.17
	1.05	3,255.00	3,100.00		1.05	1,812,016.08	1,725,729.60
	1.10	3,410.00	3,100.00		1.10	2,030,842.26	1,846,220.24
	1.15	3,565.00	3,100.00		1.15	2,268,162.36	1,972,315.09
	1.20	3,720.00	3,100.00		1.20	2,524,817.00	2,104,014.17
PS1 ($i = 1$)	0.80	6,563,721.80	8,204,652.25	PS4 ($i = 4$)	0.80	4,969,304.01	6,211,630.01
	0.85	6,987,064.75	8,220,076.17		0.85	5,363,200.58	6,309,647.74
	0.90	7,412,791.39	8,236,434.88		0.90	5,772,245.35	6,413,605.95
	0.95	7,841,041.95	8,253,728.37		0.95	6,197,329.39	6,523,504.62
	1.00	8,271,956.64	8,271,956.64		1.00	6,639,343.76	6,639,343.76
	1.05	8,705,675.68	8,291,119.70		1.05	7,099,179.54	6,761,123.37
	1.10	9,142,339.29	8,311,217.54		1.10	7,577,727.80	6,888,843.45
	1.15	9,582,087.68	8,332,250.16		1.15	8,075,879.60	7,022,504.00
	1.20	10,025,061.08	8,354,217.56		1.20	8,594,526.02	7,162,105.02
PS2 ($i = 2$)	0.80	5,654,422.79	7,068,028.49	PS5 ($i = 5$)	0.80	7,316,007.10	9,145,008.87
	0.85	6,030,617.97	7,094,844.67		0.85	7,842,424.78	9,226,382.09
	0.90	6,410,957.45	7,123,286.06		0.90	8,381,418.31	9,312,687.01
	0.95	6,795,685.05	7,153,352.68		0.95	8,933,727.46	9,403,923.65
	1.00	7,185,044.52	7,185,044.52		1.00	9,500,091.99	9,500,091.99
	1.05	7,579,279.66	7,218,361.58		1.05	10,081,251.65	9,601,192.05
	1.10	7,978,634.26	7,253,303.87		1.10	10,677,946.19	9,707,223.81
	1.15	8,383,352.08	7,289,871.38		1.15	11,290,915.38	9,818,187.28
	1.20	8,793,676.93	7,328,064.11		1.20	11,920,898.96	9,934,082.47

Capítulo 3: RESULTADOS

3.1. Primer caso de estudio

3.1.1. *Resultados principales del escenario base*

Para un día del mes de diciembre el valor objetivo, que es el margen compuesto por la resta entre los costos de compra de electricidad menos las ventas (por concepto de la generación fotovoltaica), fue de 466.27 US\$ si se ejecuta el DSM, en comparación con 478.70 US\$ si no se ejecuta, reportando una diferencia negativa (ahorros adicionales) de 12.43 US\$/día, que representa una variación porcentual de un -2.60%. Así, el ahorro esperado para todo el mes a partir de la implementación de DSM es de 385.33 US\$. Las barras azules del gráfico de la Figura 10 muestran los caudales horarios de la solución objetivo de la optimización, vale decir, cuando se aplica DSM, y se contrastan con la línea anaranjada de referencia que indica la demanda promedio, que es la carga operativa estándar (constante) en caso que no se aplique DSM. Por su parte, la Figura 11 muestra la variación horaria del volumen de agua en el reservorio.

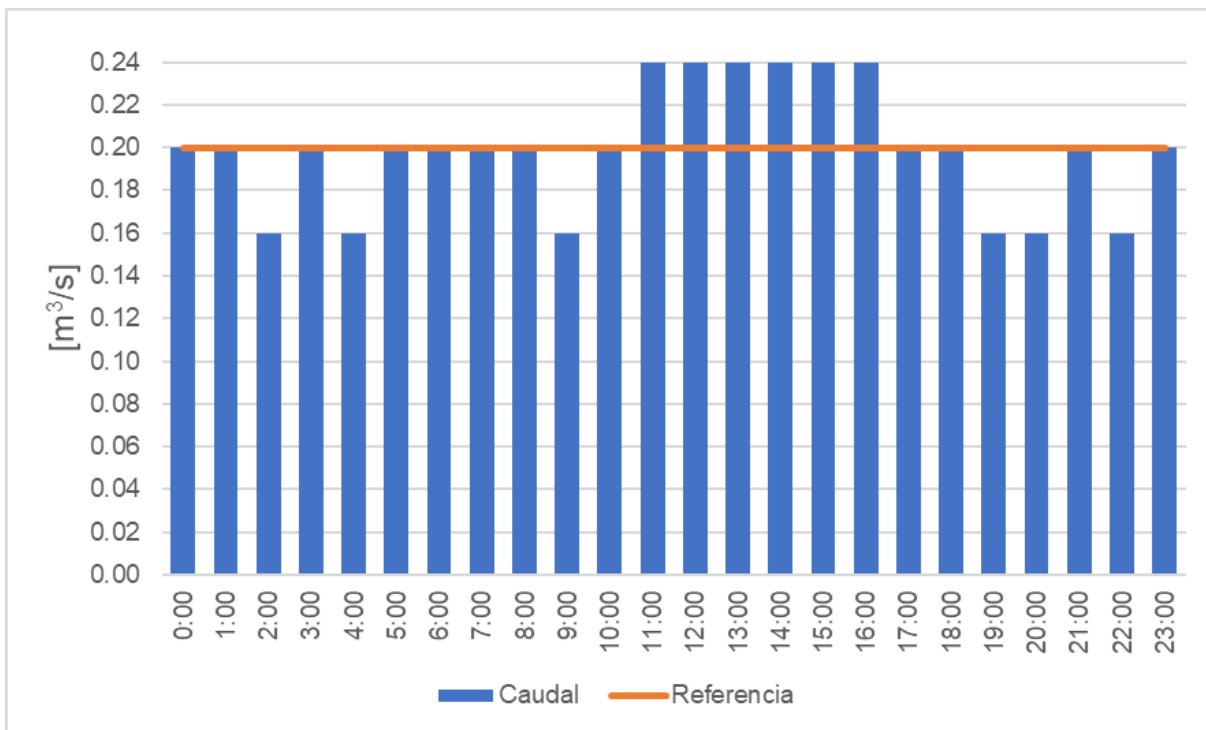


Figura 10. Caudales horarios óptimos, en m³/s (mes de diciembre).

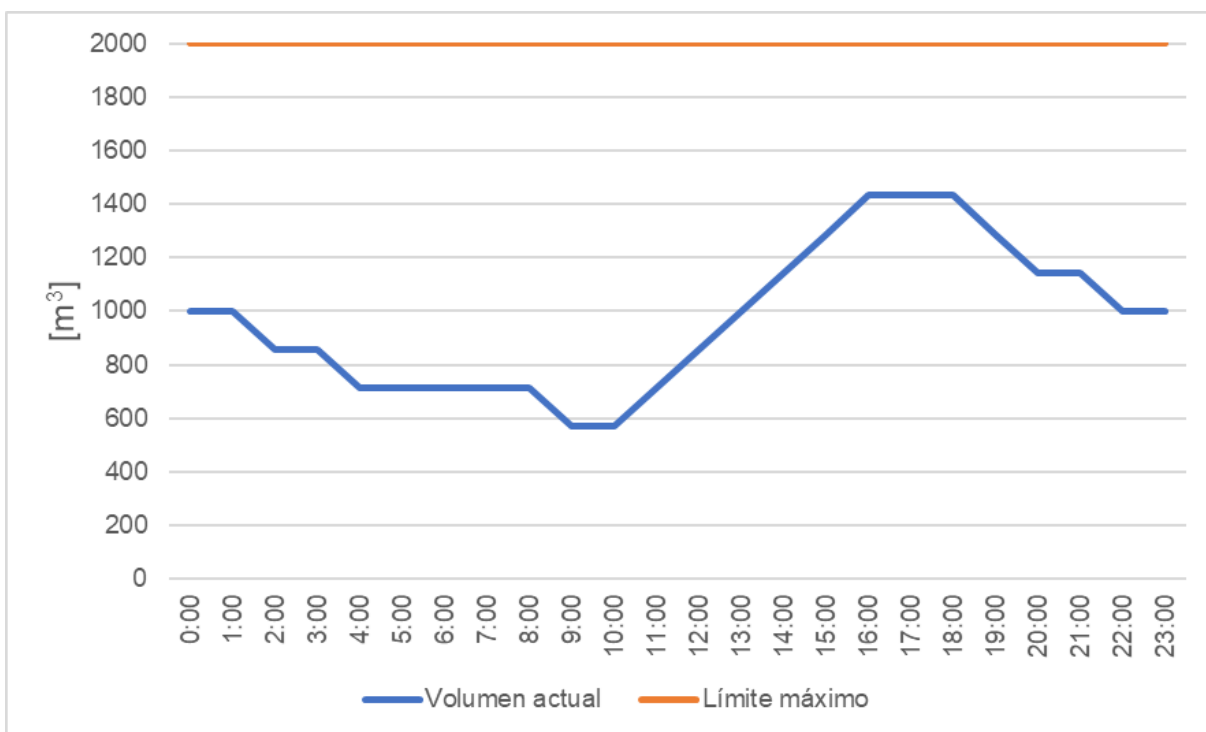


Figura 11. Volúmenes de agua horarios en el reservorio (mes de diciembre).

La Figura 12 y la Figura 13 muestran los perfiles energéticos de operación de todo el sistema de producción, casos sin y con DSM, respectivamente. La Tabla 4 muestra la distribución de la demanda eléctrica horaria por unidad, y el uso horario de la energía fotovoltaica generada. En los gráficos, la línea azul representa la electricidad demandada por las unidades que componen el sistema (planta desalinizadora y estación de bombeo), la línea anaranjada es la electricidad comprada a la red eléctrica para alimentar las unidades del sistema, la línea gris es la electricidad total generada por la planta fotovoltaica, la línea amarilla es la parte de esa generación fotovoltaica que es inyectada a las unidades, y la línea celeste es la parte restante de esa generación fotovoltaica que se vende a la red eléctrica.

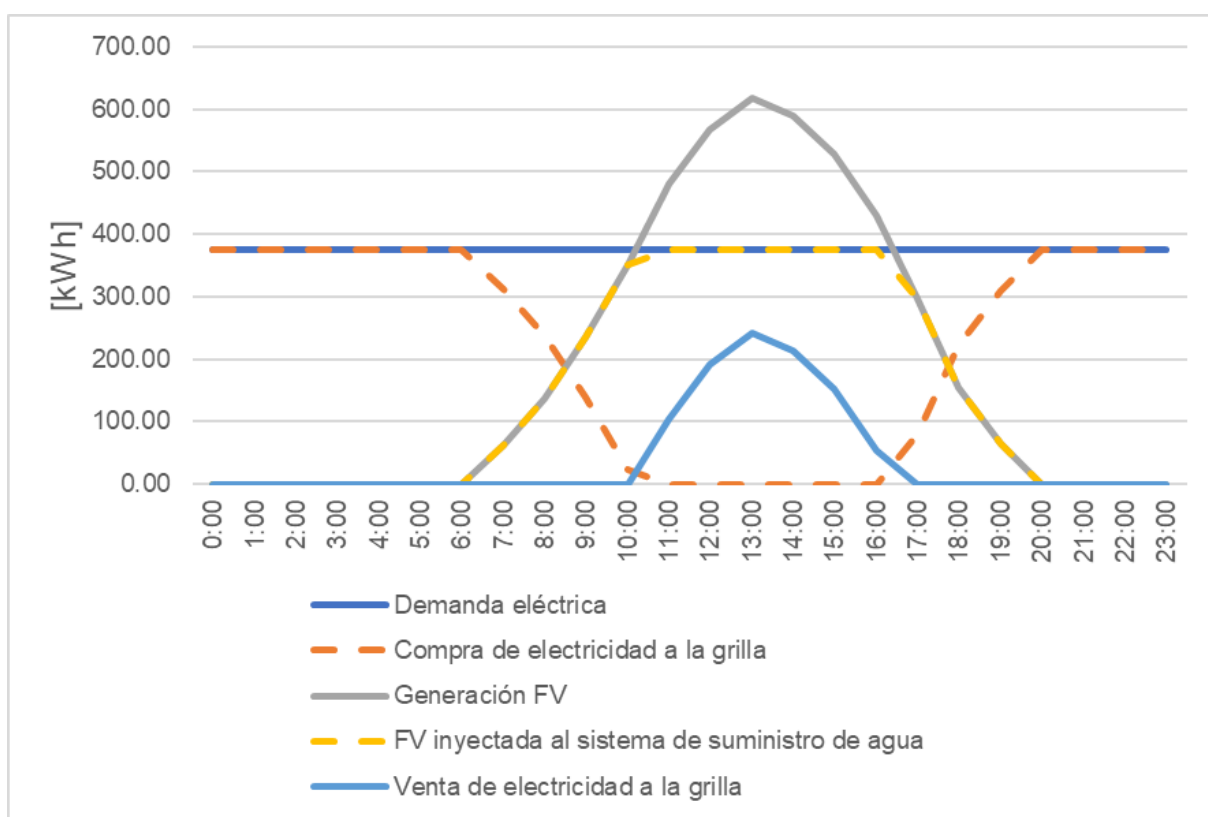


Figura 12. Perfil energético para el caso sin implementar DSM (mes de diciembre).

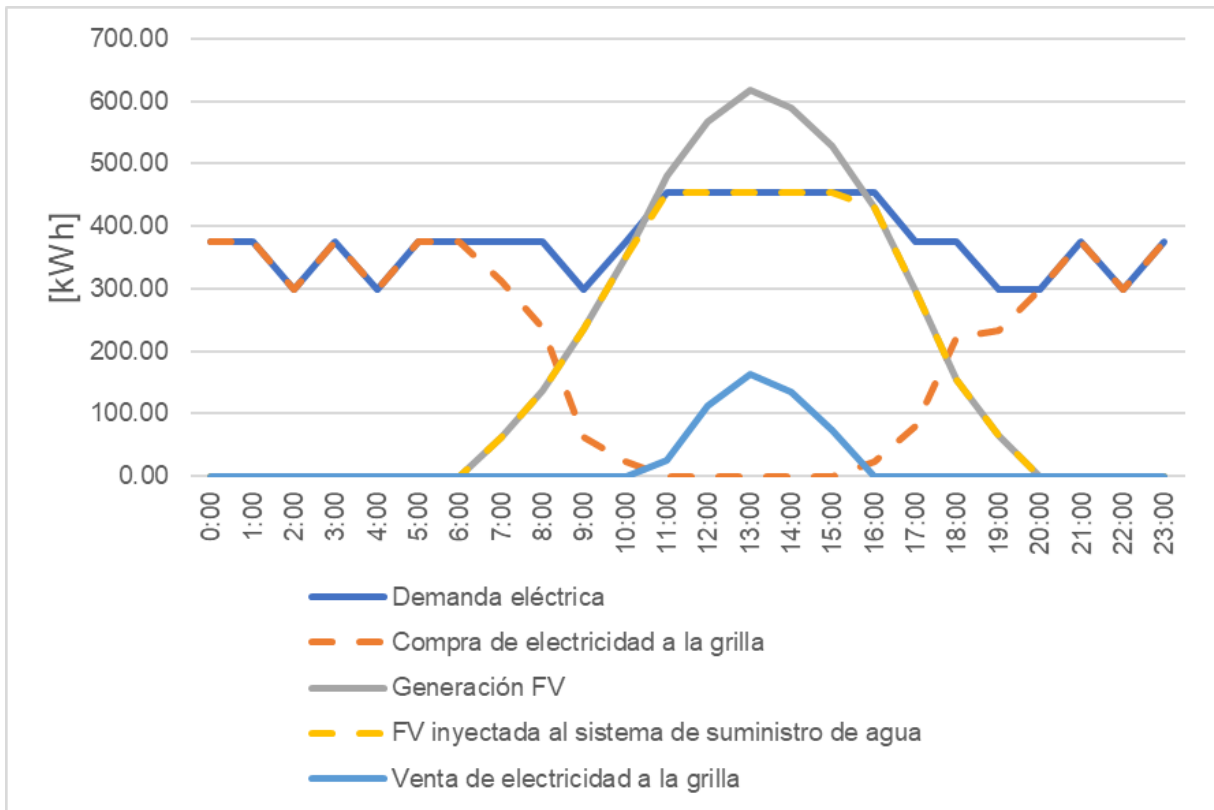


Figura 13. Perfil energético con DSM implementado (mes de diciembre).

Tabla 4

Distribución detallada de la demanda de electricidad (en kWh/s) por unidad, y uso de la energía fotovoltaica generada, para el caso optimizado (datos horarios para un día de diciembre).

Horas	Demanda de la planta desalinizadora	Demanda de la estación de bombeo	Demanda total del sistema	Compras desde la planta desalinizadora	Compras desde la estación de bombeo	Compras totales	Generación fotovoltaica total	Electricidad generada (FV) e inyectada a la planta desalinizadora	Electricidad generada (FV) e inyectada a la estación de bombeo	Total de electricidad generada (FV) inyectada al sistema	Ventas de electricidad generada (FV)
0:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0	0	0	0	0
1:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0	0	0	0	0
2:00	0.5	297.82	298.32	0.5	297.82	298.32	0	0	0	0	0
3:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0	0	0	0	0
4:00	0.5	297.82	298.32	0.5	297.82	298.32	0	0	0	0	0
5:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0	0	0	0	0
6:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0	0	0	0	0
7:00	0.62	374.96	375.58	0.62	311.51	312.13	63.45	0	63.45	63.45	0
8:00	0.62	374.96	375.58	0.62	237.69	238.31	137.27	0	137.27	137.27	0
9:00	0.5	297.82	298.32	0.5	62.49	62.98	235.33	0	235.33	235.33	0
10:00	0.62	374.96	375.58	0	24.5	24.5	351.08	0.62	350.46	351.08	0
11:00	0.74	453.89	454.63	0	0	0	479.82	0.74	453.89	454.63	25.18
12:00	0.74	453.89	454.63	0	0	0	566.63	0.74	453.89	454.63	112
13:00	0.74	453.89	454.63	0	0	0	617.51	0.74	453.89	454.63	162.88
14:00	0.74	453.89	454.63	0	0	0	589.57	0.74	453.89	454.63	134.94
15:00	0.74	453.89	454.63	0	0	0	528.09	0.74	453.89	454.63	73.45
16:00	0.74	453.89	454.63	0	24.19	24.19	430.45	0.74	429.7	430.45	0
17:00	0.62	374.96	375.58	0.62	78.72	79.34	296.24	0	296.24	296.24	0
18:00	0.62	374.96	375.58	0.62	221.22	221.84	153.74	0	153.74	153.74	0
19:00	0.5	297.82	298.32	0	232.99	232.99	65.32	0.5	64.83	65.32	0
20:00	0.5	297.82	298.32	0.5	297.82	298.32	0	0	0	0	0
21:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0	0	0	0	0
22:00	0.5	297.82	298.32	0.5	297.82	298.32	0	0	0	0	0
23:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0	0	0	0	0

Las condiciones que permiten la implementación de un DSM de electricidad en el sistema de suministro de agua dependen fundamentalmente de la cantidad de energía fotovoltaica disponible en un momento del día. En concreto, la ejecución eficaz del DSM es viable si la energía fotovoltaica disponible en algún instante* excede la cantidad que el sistema requiere para operar a su nivel de carga de operación media. Esta condición permite reprogramar la operación diaria variando esa carga operativa, sin dejar desabastecido al cliente (reservorio), y asumiendo que la tasa de extracción

* En este caso de estudio, durante al menos una hora.

de agua del reservorio es constante, es decir, igual a la carga operativa promedio. Es de destacar que, aunque la solución objetiva tiende a aumentar la carga operativa especialmente en las horas de sol (cuando la generación fotovoltaica está disponible para inyectar), esta carga varía continuamente según la hora del día, incluso durante las horas de la noche. cuando toda la electricidad se compra de la red. Este efecto se debe al rango de variación de caudal y al número de caudales posibles establecidos.

Considerando que esta metodología ha sido diseñada esencialmente para ser utilizada por el operador del sistema de suministro de agua, es menester que el modelo de optimización sea capaz de proporcionar una planificación horaria-diaria-mensual de la operación del sistema. Por lo tanto, esta metodología tiene un sentido práctico que va más allá de un sentido meramente evaluativo en términos de desempeño del DSM. De los resultados se puede señalar que la información reportada es válida para un día de un mes específico con una resolución de una hora, de esta forma, la metodología se presenta como una herramienta de gestión de operaciones. No obstante, cabe mencionar que la generación de datos de la planta fotovoltaica se basa en valores esperados para un día típico del mes, lo que puede representar una limitación del modelo en caso que las condiciones meteorológicas sean significativamente variables entre un día y otro. Ante esto, los parámetros de entrada de PV_t para los próximos días se pueden calcular previamente si se cuenta con información confiable de pronósticos meteorológicos.

El énfasis particular en este análisis ha sido su evaluación a través de la posibilidad de gestionar las cargas operativas del sistema de suministro de agua en presencia de una fuente de energía renovable. Por lo tanto, el costo de la energía eléctrica y la tasa de extracción de agua del embalse se consideraron constantes como parámetros independientes, pero en caso de que uno o ambos de esos parámetros tuvieran valores diferentes entre horas, deben transformarse en dependientes del conjunto de horas t . Las posibilidades de obtener mejoras mediante la aplicación del DSM dependerán de cada caso de estudio, es decir, de las especificaciones técnicas del sistema (por ejemplo, capacidad de producción e impulsión del sistema de

abastecimiento de agua, y tamaño de la planta fotovoltaica) y de las condiciones geográficas (por ejemplo, distancias lineales y diferencias de altura, e índices de radiación solar). Sin embargo, el modelo matemático puede adaptarse a otras fuentes de energía renovables, manteniendo su estructura esencial (es decir, restricciones de agua, de energía, y de agua-energía).

3.1.2. Análisis de sensibilidad

En esta sección se presenta el segundo de los cuatro escenarios de análisis de sensibilidad abordados en la sección 3.2 del primer manuscrito (Apéndice 1). El escenario consiste en un aumento de las opciones de caudal Q_k , pasando de tres en el escenario base, que eran 0.16, 0.20, y 0.24 m³/s, a cinco en este nuevo escenario, que son 0.16, 0.18, 0.20, 0.22, y 0.24 m³/s. Se ha seleccionado este escenario como muestra del análisis de sensibilidad en virtud de que, gracias a los hallazgos obtenidos en éste, fue posible actualizar y, consiguientemente, mejorar los resultados del segundo caso de estudio, que se muestran más adelante.

Tratándose del caso donde el DSM es implementado, el valor objetivo fue de 466.03 US\$, reportando así una leve mejora de -0.24 US\$ con respecto del escenario base (variación porcentual de -2.65%). El gráfico de la Figura 14 muestra los nuevos caudales horarios óptimos de acuerdo con este escenario. Si bien en términos monetarios la mejora con respecto al escenario original fue leve, cabe destacar que se en ningún momento el sistema opera a la carga mínima posible establecida (0.16 m³/s). No obstante, el impacto en los cambios a considerar en el valor objetivo por cambiar el número de opciones de caudal depende de las características del sistema en estudio, particularmente de su tamaño. En última instancia, depende del usuario definir la cantidad de opciones de caudal a considerar para el análisis. Aunque el aumento de estas opciones puede afectar los tiempos de optimización del software, en el presente análisis todos estos tiempos fueron considerados insignificantes, considerando que las pruebas de optimización no tardaron más de 60 s en ejecutarse.

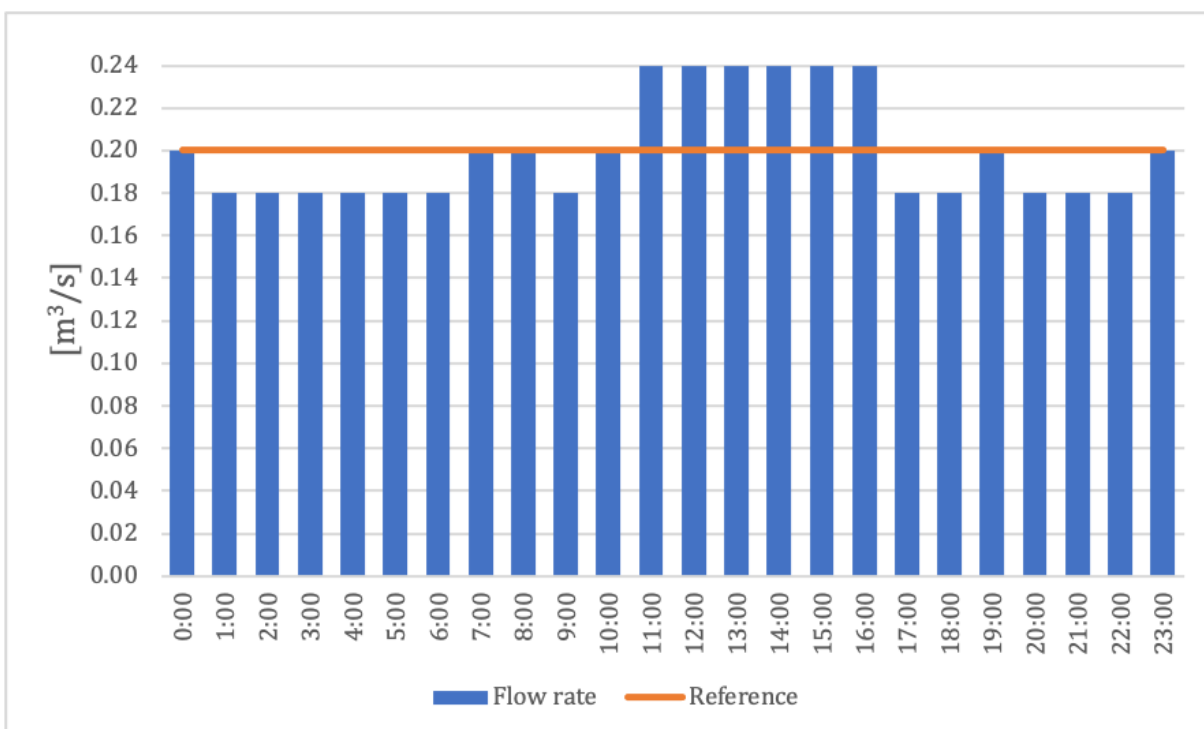


Figura 14. Caudales horarios óptimos, en m³/s, para un escenario con cinco opciones de caudal posibles (mes de diciembre).

3.2. Segundo caso de estudio (actualización respecto del segundo manuscrito)

3.2.1. Resultados principales del escenario base

Las Tablas 5 y 6 muestran los resultados económicos y ambientales principales, respectivamente, del escenario base, para los casos con y sin DSM, comparándolos porcentualmente. Estos resultados corresponden a los valores diarios que representan cada mes, de acuerdo con cada perfil mensual de generación fotovoltaica diaria-horaria de cada planta (parámetros $PV_{j,t}$). Nótese que cada resultado económico principal corresponde a los respectivos valores objetivos de cada optimización.

Tabla 5

Resultados económicos principales del escenario base (valores diarios-mensuales).

Mes	Margen diario sin DSM, en US\$	Margen diario con DSM (óptimo), en US\$	Variación
Enero	47,234.92	46,512.67	-1.53%
Febrero	48,625.41	48,004.93	-1.28%
Marzo	51,062.23	50,647.47	-0.81%
Abril	55,145.15	55,145.15	0.00%
Mayo	59,289.37	59,289.37	0.00%
Junio	61,199.48	61,199.48	0.00%
Julio	60,226.91	60,226.91	0.00%
Agosto	56,855.88	56,837.03	-0.03%
Septiembre	52,269.70	51,975.69	-0.56%
Octubre	48,742.82	48,090.42	-1.34%
Noviembre	46,988.27	46,211.45	-1.65%
Diciembre	46,163.77	45,360.05	-1.74%

Tabla 6

Resultados ambientales principales del escenario base (valores diarios-mensuales).

Mes	Generación FV diaria, en kWh	Compras diarias de energía eléctrica sin DSM, en kWh	Emisiones diarias de GEI sin DSM, en t CO _{2eq}	Compras diarias de energía eléctrica con DSM, en kWh	Emisiones diarias de GEI con DSM, en t CO _{2eq}	Variación
Enero	333,763.17	493,496.65	268.31	466,311.84	253.56	-5.50%
Febrero	318,559.79	504,371.75	274.20	480,969.95	261.49	-4.63%
Marzo	291,442.15	522,324.64	283.90	506,625.66	275.38	-3.00%
Abril	246,391.02	553,302.81	300.65	553,302.81	300.65	0.00%
Mayo	204,155.40	592,893.72	322.08	592,893.72	322.08	0.00%
Junio	185,054.28	611,994.84	332.42	611,994.84	332.42	0.00%
Julio	194,780.07	602,269.06	327.15	602,269.06	327.15	0.00%
Agosto	228,708.44	569,067.76	309.18	568,370.27	308.80	-0.12%
Septiembre	277,763.16	530,656.15	288.40	519,769.78	282.49	-2.05%
Octubre	317,832.75	506,589.24	275.40	482,031.64	262.07	-4.84%
Noviembre	337,094.80	493,048.76	268.08	463,429.92	252.00	-6.00%
Diciembre	345,563.25	485,325.28	263.90	454,730.57	247.29	-6.29%

Estos resultados actualizados demuestran una mejoría (es decir, una variación porcentual negativa más alejada del cero*) respecto de los originales en el segundo manuscrito. Por ejemplo, el impacto del DSM en el margen de costo de compra menos venta de electricidad para el mes de diciembre, considerando nueve opciones de caudal, se ve reflejado en una variación de -1.74% (45,360.05 frente a 46,163.77 US\$), en comparación con una variación del -1.60% correspondiente al manuscrito (45,426.09 frente a 46,163.77 US\$). No obstante, en ambos escenarios bases no hay variación en los meses de invierno, los cuales reportan menores índices de radiación solar. Por su parte, los resultados ambientales reportaron, para diciembre, una variación del -6.29% (247.29 frente a 263.90 t CO_{2eq}) en el escenario base actualizado, en comparación con una variación del -6.05% para el escenario base del manuscrito (247.93 frente a 263.90 t CO_{2eq}). En términos anuales[†], al momento de comparar las variaciones de los escenarios bases con DSM y sin DSM entre el manuscrito y los resultados actualizados, respectivamente se obtiene una mejoría en los resultados económicos del -0.63% (19,165,610.04 frente a 19,286,442.17 US\$) al -0.68% (19,155,972.99 frente a 19,286,442.17 US\$), y en los resultados ambientales una mejoría del -2.47% (104,273.46 frente a 106,911.27 t CO_{2eq}) al -2.50% (104,234.94 frente a 106,911.27 t CO_{2eq}). Si bien éstas son mejorías que podrían considerarse leves, por cuanto son diferencias del orden de cifras fraccionarias de los porcentajes, se confirma una vez más el beneficio de considerar más opciones de caudales, tal como se discute en el primer manuscrito, que fue el motivo para actualizar los resultados del segundo manuscrito.

Cabe destacar también que, aun cuando la optimización se limita a resolver un problema económico, el aspecto ambiental reporta mayores variaciones (mejorías)

* Se habla de mejoría debido a que, en cuanto al aspecto económico, los costos siempre son mayores a las ventas, y por eso el margen que calcula la función objetivo está definido como costos menos ventas, buscando así ahorros adicionales (del mismo modo que en el primer caso de estudio). Por su parte, en cuanto al aspecto ambiental, se están midiendo emisiones de GEI, lo cual supone un aspecto negativo para el medio ambiente, y lo que se espera es aumentar su evitación.

† Es decir, multiplicando cada resultado diario-mensual por la cantidad de días del mes respectivo, y luego sumando todo.

que el aspecto económico, tras calcular el beneficio ambiental posterior a dicha optimización. Sin embargo, esta aseveración no es generalizable, por cuanto la mejoría del aspecto ambiental depende de factores distintos al económico, especialmente de las proporciones de las participaciones de las distintas tecnologías de generación eléctrica que abastecen el sistema eléctrico local (comparar con Tabla 7 del segundo manuscrito), si bien esto también puede reflejarse de alguna manera con los costos de compra de energía, pero no necesariamente en la misma proporción.

3.2.2. Resultados horarios-diarios para el mes de diciembre

Como una muestra (por razones de espacio) de los resultados específicos para un mes, se ha escogido diciembre, que es cuando los efectos del DSM demostraron mayor impacto de acuerdo con los resultados principales mostrados anteriormente en las Tablas 5 y 6. Estos resultados se presentan en tres grupos de gráficos.

En el primer grupo (Figuras 15–19), las barras azules muestran los caudales horarios óptimos en cada estación de bombeo para un día típico de diciembre (en la optimización, la planta desalinizadora RO opera al mismo régimen de la unidad PS1, por lo que de esta última se deduce el resultado para la anterior), y es la variable de decisión que el operador o programador del sistema ha de tomar para que el DSM sea ejecutado. La línea horizontal anaranjada es la referencia que indica el régimen de operación medio de $1.00 \text{ m}^3/\text{s}$, que es equivalente al régimen constante del escenario para el caso sin DSM. En el Apéndice 3 se muestran tabulados los valores individuales de esta familia de variables de decisión, de acuerdo con el formato de reporte de resultados que entrega el programa IBM ILOG CPLEX Studio.

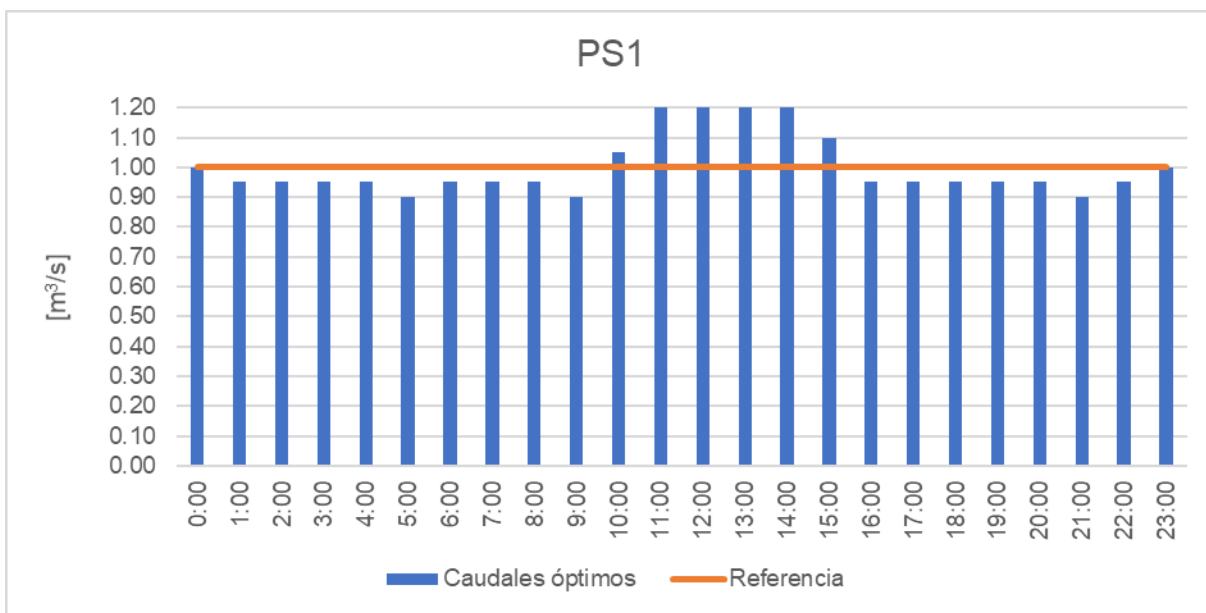


Figura 15. Caudales horarios óptimos, en m³/s, para la unidad PS1 (mes de diciembre).

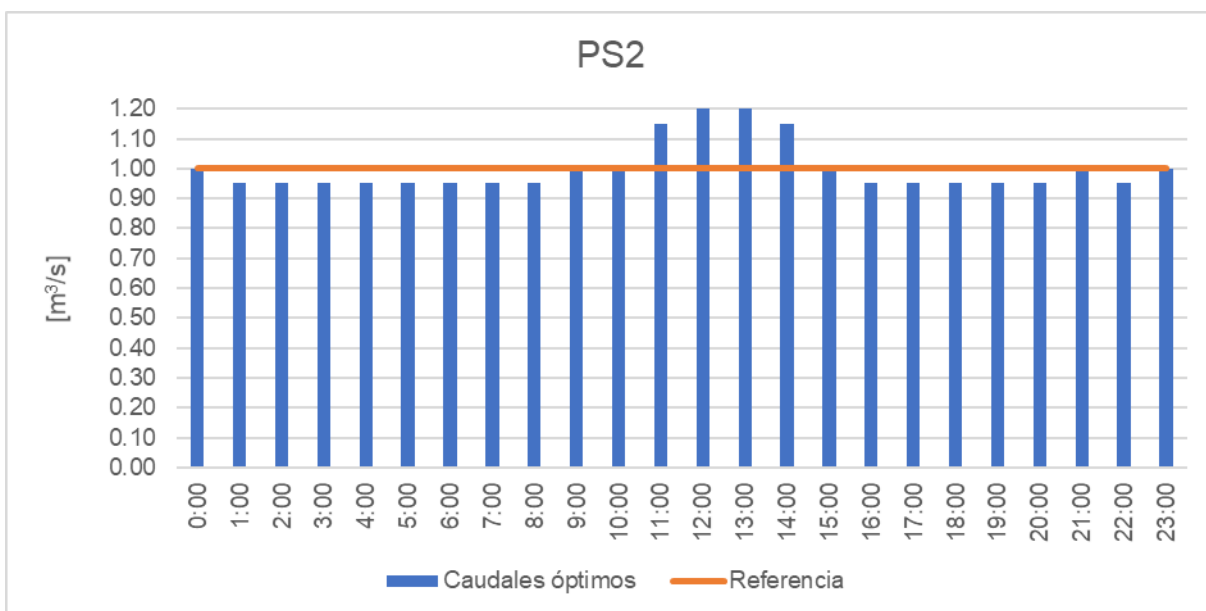


Figura 16. Caudales horarios óptimos, en m³/s, para la unidad PS2 (mes de diciembre).

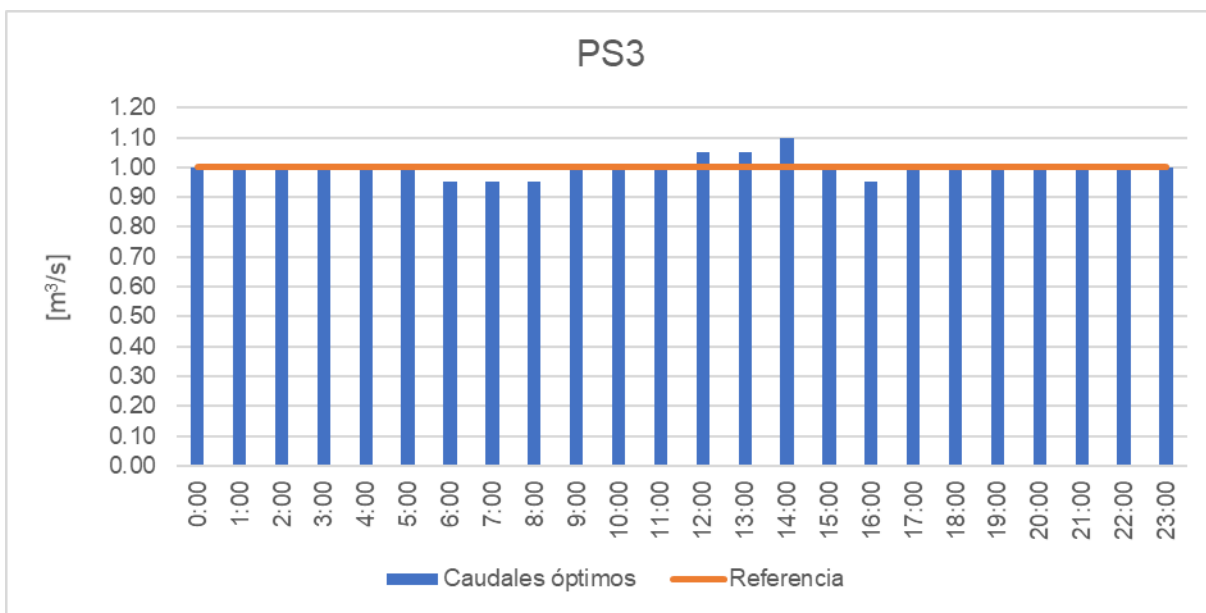


Figura 17. Caudales horarios óptimos, en m³/s, para la unidad PS3 (mes de diciembre).

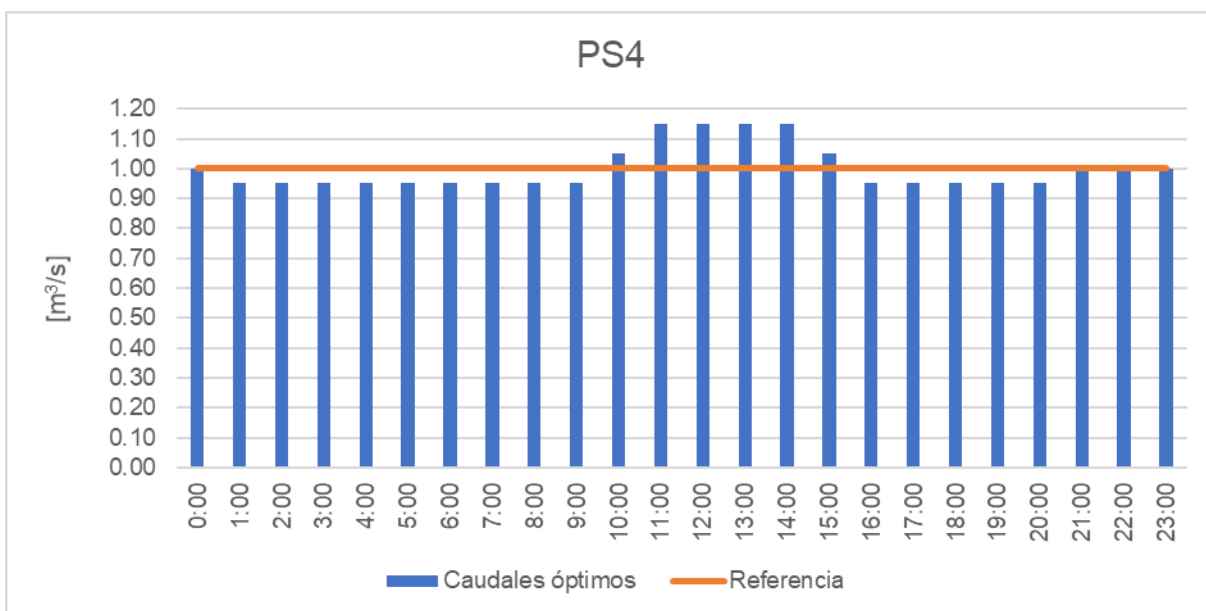


Figura 18. Caudales horarios óptimos, en m³/s, para la unidad PS4 (mes de diciembre).

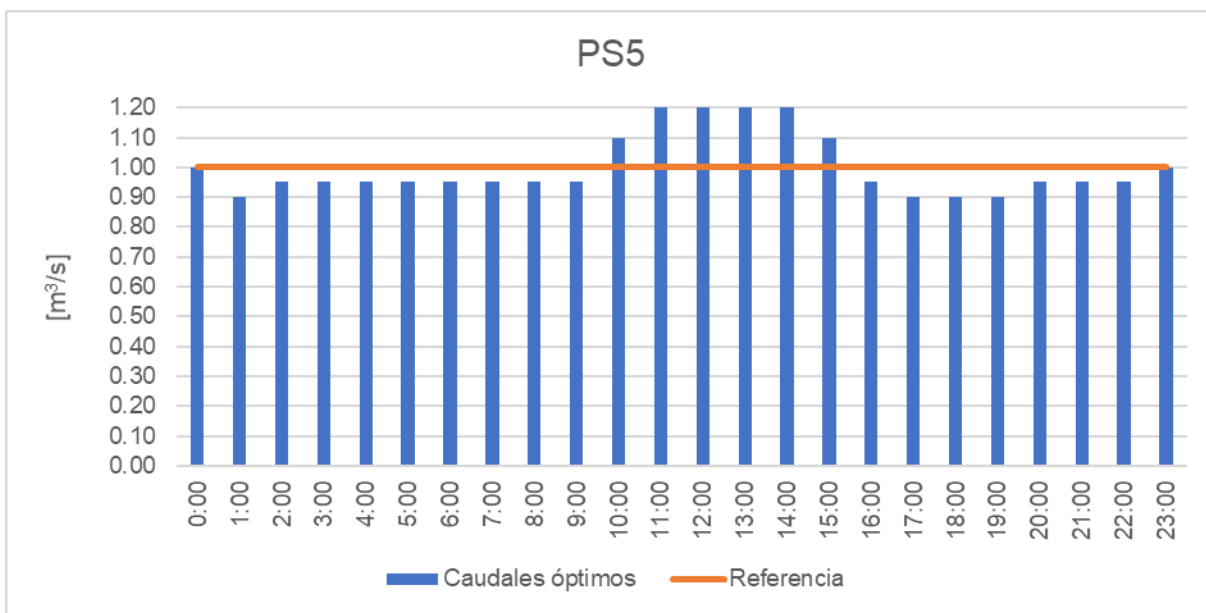


Figura 19. Caudales horarios óptimos, en m³/s, para la unidad PS5 (mes de diciembre).

Las líneas azules del segundo grupo (Figuras 20–24) muestran los volúmenes de agua horarios presentes en cada reservorio, desde la unidad PS2* hasta el reservorio R en la operación minera. La línea horizontal anaranjada representa el volumen máximo que permite el reservorio.

* Se recuerda al lector que la unidad PS1 está anexada a la planta desalinizadora.



Figura 20. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS2 (mes de diciembre).



Figura 21. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS3 (mes de diciembre).



Figura 22. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS4 (mes de diciembre).

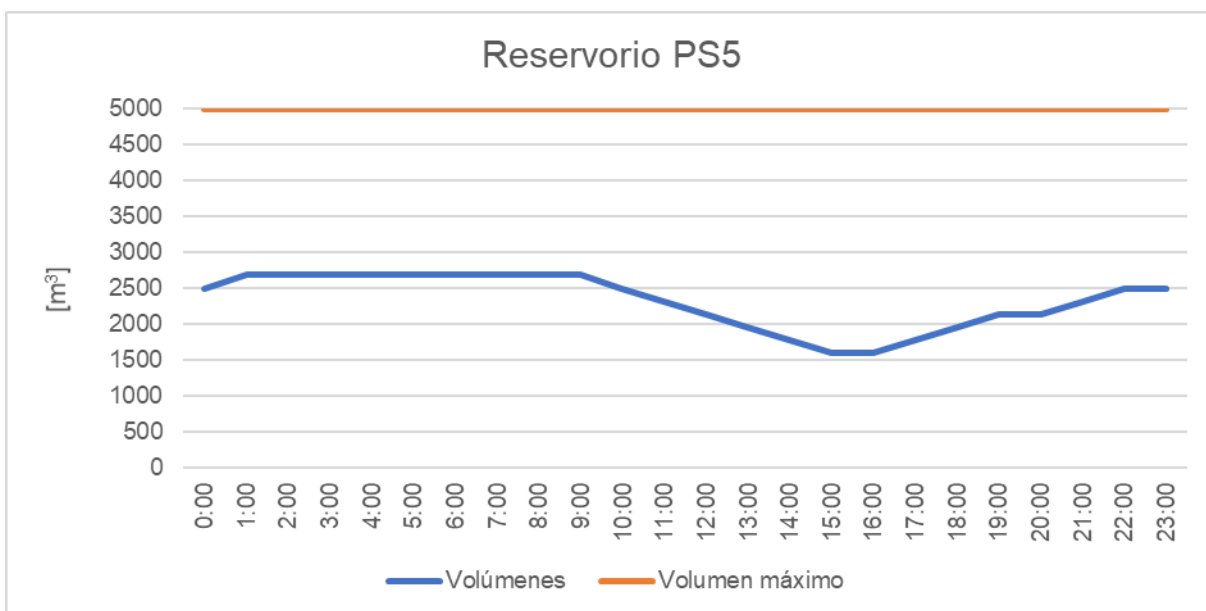


Figura 23. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la unidad PS5 (mes de diciembre).



Figura 24. Volúmenes de agua horarios en el reservorio de la operación minera (mes de diciembre).

De estos dos primeros grupos de gráficos se pueden apreciar visualmente los efectos, y por tanto su cumplimiento, de las restricciones de agua del modelo. Cabe hacer una especial observación al gráfico de la Figura 21, correspondiente a los volúmenes de agua presentes en el reservorio de la unidad PS3, el cual reporta tramos cercanos a los límites mínimo y también máximo. Ya sea que, por ejemplo, se establezca un límite mínimo mayor que cero (en este caso, mayor a 100 m^3), o se considere un reservorio de mayor capacidad volumétrica, la solución objetivo diferirá de la actual.

Finalmente, el tercer grupo (Figuras 25–30) muestra los perfiles energéticos en cada clúster para los casos sin y con DSM del escenario base. Análogo al caso de estudio anterior, la línea azul representa la electricidad demandada por las unidades que componen el clúster, la línea anaranjada es la electricidad comprada a la red eléctrica para alimentar las unidades del clúster, la línea gris es la electricidad total generada por la planta fotovoltaica del clúster, la línea amarilla es la parte de esa

generación fotovoltaica que es inyectada a las unidades del clúster, y la línea celeste es la parte restante de esa generación fotovoltaica que se vende a la red eléctrica.

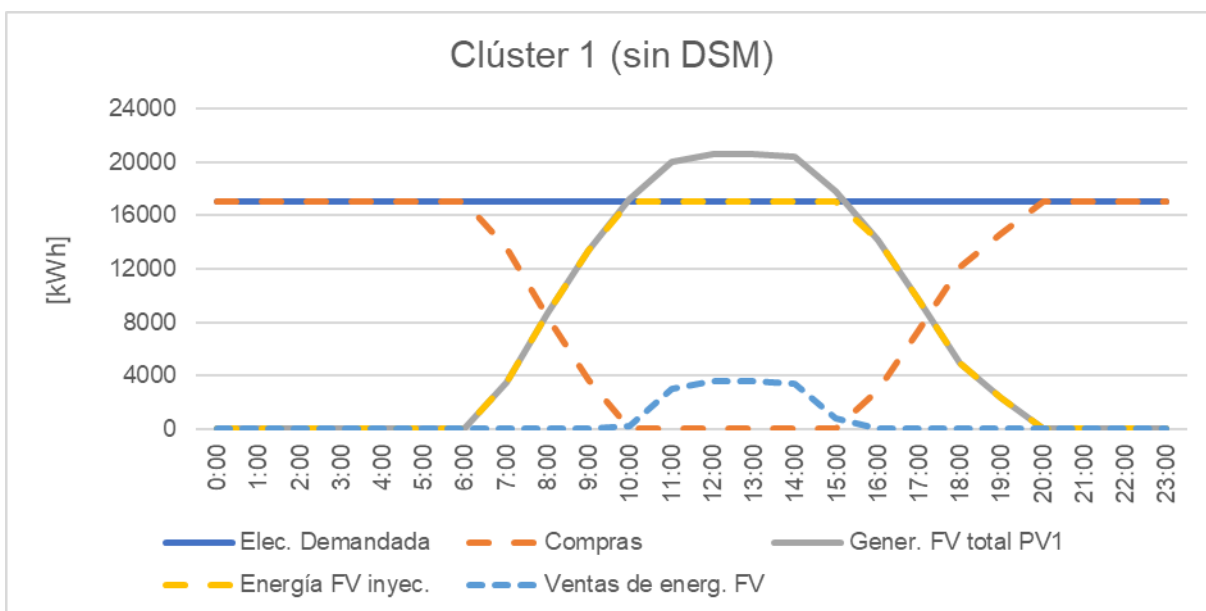


Figura 25. Perfil energético del Clúster 1, caso sin DSM (mes de diciembre).

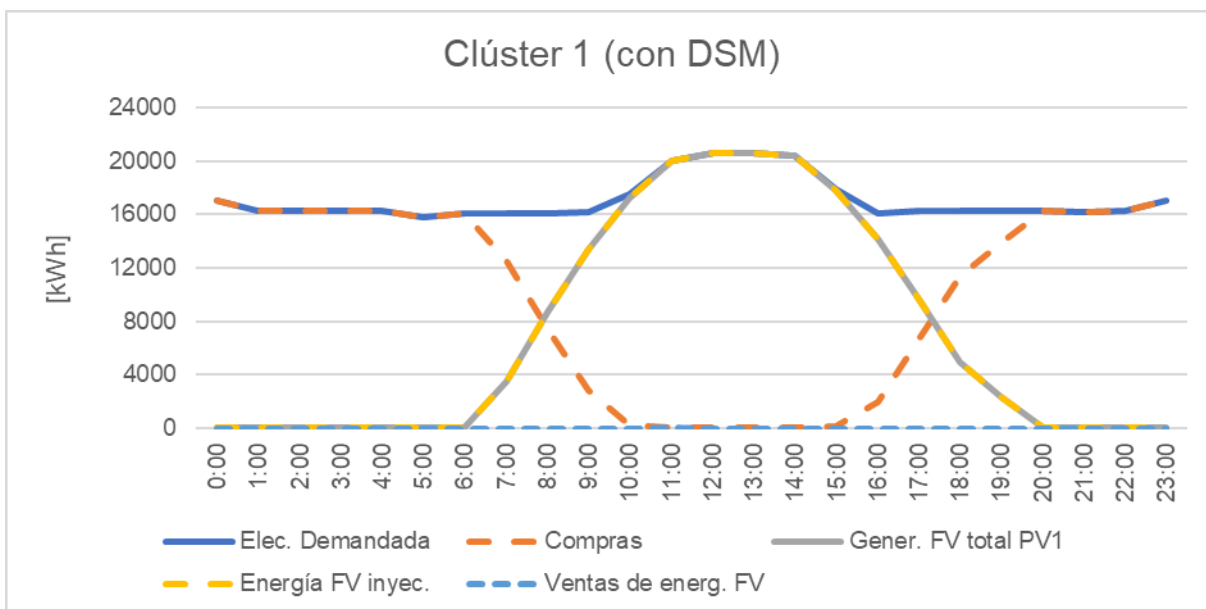


Figura 26. Perfil energético del Clúster 1, caso con DSM (mes de diciembre).

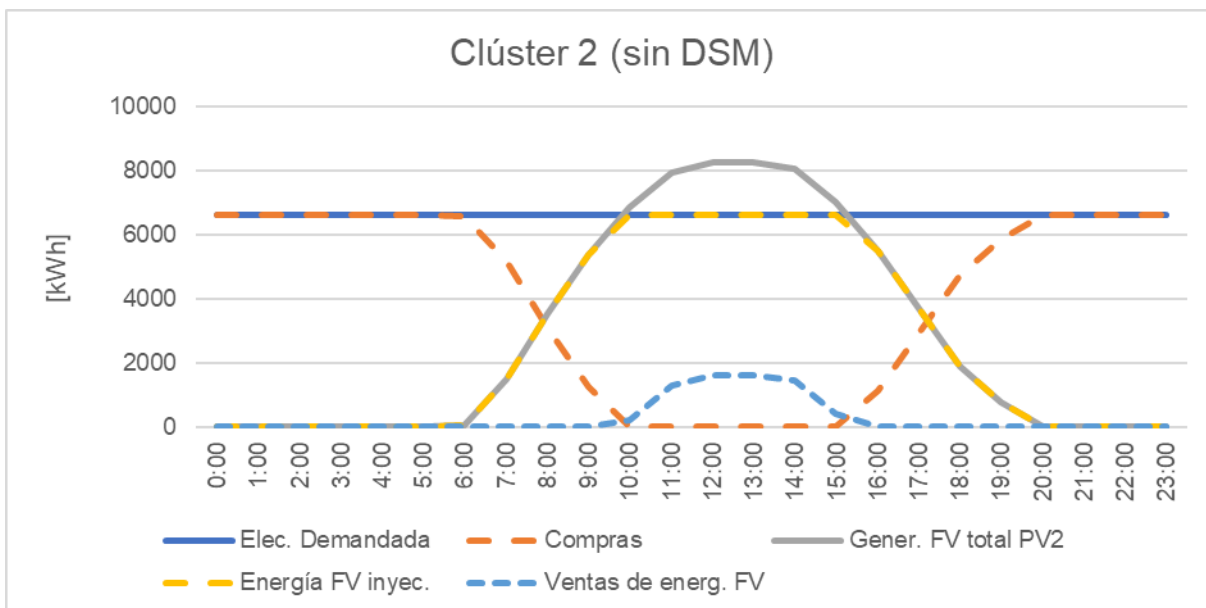


Figura 27. Perfil energético del Clúster 2, caso sin DSM (mes de diciembre).

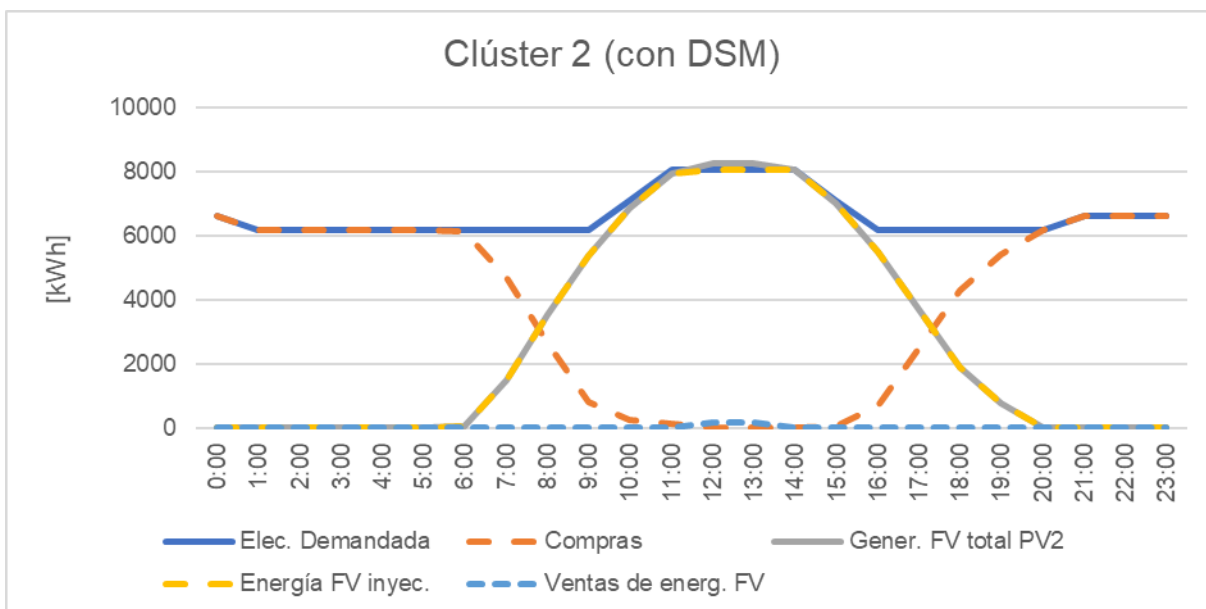


Figura 28. Perfil energético del Clúster 2, caso con DSM (mes de diciembre).

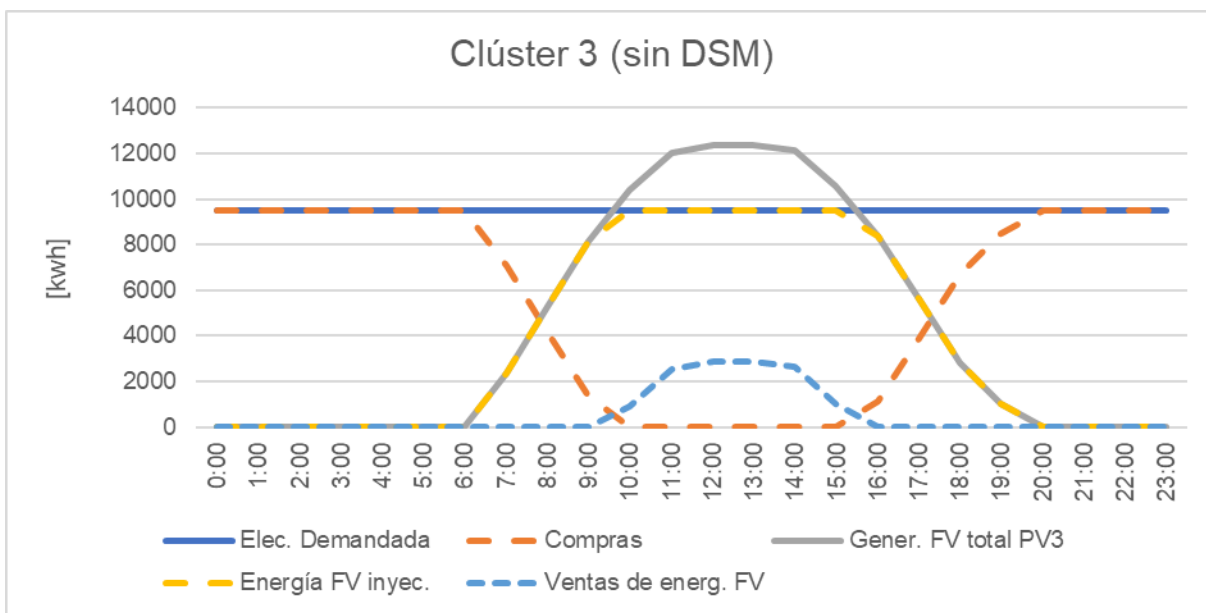


Figura 29. Perfil energético del Clúster 3, caso sin DSM (mes de diciembre).

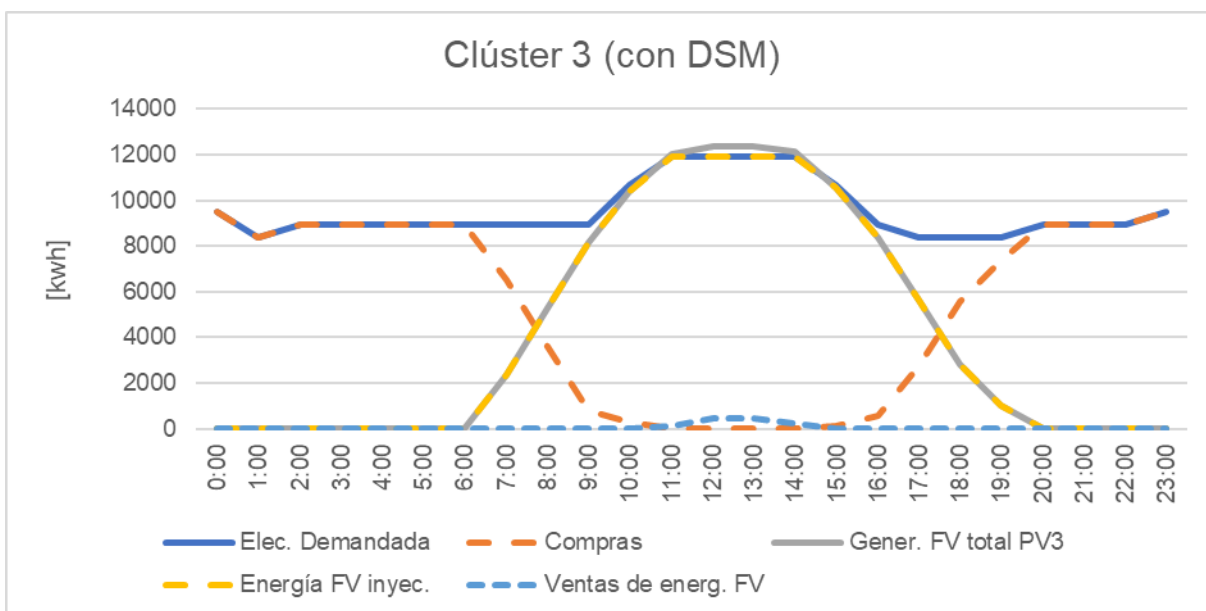


Figura 30. Perfil energético del Clúster 3, caso con DSM (mes de diciembre).

En virtud de que esto es una muestra de los resultados específicos para un mes, es menester manifestar al lector que estos tipos de resultados se han obtenido para todos los meses, tanto para ambos escenarios, base y de análisis de sensibilidad, y a partir de ellos se han obtenido las tablas resúmenes de los resultados principales (apartados 3.2.1., y 3.2.3.), pero que, por razones de espacio, se muestran sólo los resultados específicos para un solo mes.

3.2.3. Resultados principales del análisis de sensibilidad

Las Tablas 7 y 8 muestran los resultados económicos y ambientales diarios-mensuales principales, respectivamente, del escenario de análisis de sensibilidad, el cual contempla un aumento del 20% del tamaño (potencia instalada) de cada planta fotovoltaica.

Tabla 7

Resultados económicos principales del escenario de análisis de sensibilidad.

Mes	Margen diario sin DSM, en US\$	Margen diario con DSM (óptimo), en US\$	Variación
Enero	41,914.76	40,804.33	-2.65%
Febrero	43,372.29	42,336.50	-2.39%
Marzo	46,317.95	45,388.20	-2.01%
Abril	50,921.88	50,304.99	-1.21%
Mayo	55,418.22	55,244.93	-0.31%
Junio	57,534.94	57,503.89	-0.05%
Julio	56,421.40	56,345.66	-0.13%
Agosto	52,664.55	52,236.78	-0.81%
Septiembre	47,681.82	46,827.90	-1.79%
Octubre	43,687.62	42,616.04	-2.45%
Noviembre	41,660.16	40,507.43	-2.77%
Diciembre	40,674.91	39,515.63	-2.85%

Tabla 8

Resultados ambientales principales del escenario de análisis de sensibilidad.

Mes	Generación FV diaria, en kWh	Compras diarias de energía eléctrica sin DSM, en kWh	Emisiones diarias de GEI sin DSM, en t CO _{2eq}	Compras diarias de energía eléctrica con DSM, en kWh	Emisiones diarias de GEI con DSM, en t CO _{2eq}	Variación
Enero	400,515.79	471,914.34	256.70	427,636.20	232.66	-9.36%
Febrero	383,558.69	480,931.92	261.57	439,529.61	239.09	-8.59%
Marzo	349,730.55	500,188.17	271.97	463,188.51	251.89	-7.38%
Abril	295,669.20	527,509.69	286.72	504,100.10	274.02	-4.43%
Mayo	244,986.45	559,127.86	303.81	552,549.50	300.24	-1.18%
Junio	222,065.11	576,201.81	313.04	575,056.25	312.42	-0.20%
Julio	233,736.05	566,316.11	307.69	563,456.56	306.14	-0.50%
Agosto	275,527.42	538,600.98	292.71	522,369.01	283.90	-3.01%
Septiembre	333,315.77	507,349.54	275.83	473,893.19	257.67	-6.58%
Octubre	381,399.28	486,404.24	264.53	443,147.09	241.06	-8.88%
Noviembre	404,513.73	472,756.18	257.16	426,683.32	232.15	-9.72%
Diciembre	414,675.88	463,626.13	252.22	417,010.03	226.92	-10.03%

En términos generales (anuales), las variaciones porcentuales del caso con DSM respecto del caso sin DSM para el aspecto económico son de un -1.49% en este nuevo escenario, frente al -0.68% del escenario anterior (base), y para el aspecto ambiental son de un -5.54% frente al -2.50%, respectivamente. En relación con el segundo manuscrito, comparando ambos escenarios de análisis de sensibilidad, aquí se obtiene una mayor variación (mayor impacto del DSM) tanto en los resultados económicos, de un -1.42% en el segundo manuscrito (17,348,783.41 frente a 17,598,469.74 US\$) a un -1.49% en estos resultados actualizados (17,336,446.53 frente a 17,598,469.74 US\$), así también en los resultados ambientales, de un -5.52% en el manuscrito (96,129.79 frente a 101,744.95 t CO_{2eq}) a un -5.54% en estos resultados actualizados (96,109.55 frente a 101,744.95 t CO_{2eq}). En ambos escenarios los resultados actualizados fueron mejores que los del segundo manuscrito en su forma original (Apéndice 2), en relación con el mayor impacto del DSM.

Capítulo 4: CONCLUSIONES

Se ha presentado una herramienta de gestión de operaciones, basada en la programación lineal entera mixta, para la programación óptima de la operación de sistemas de desalinización de agua de mar y su transporte. El modelo matemático formulado, en virtud de su carácter novedoso, representa un aporte al desarrollo del conocimiento científico.

En una primera instancia, dando como resultado el primer manuscrito, se evaluó para un caso sencillo que constó de una sola estación de bombeo que envía el agua directo al reservorio, en ese caso, de un recinto agrícola. El análisis de ese trabajo se limitó únicamente al aspecto económico. De esta manera, este estudio, el cual está publicado actualmente, asentó las bases para futuras investigaciones relacionadas con el tema. Es así como en una segunda instancia se profundizó el estudio mediante la evaluación de un caso más complejo, correspondiente a la industria minera, el cual llevó a robustecer el modelo matemático formulado en la instancia anterior, ya siendo novedoso desde el comienzo, pero haciéndolo ahora capaz de optimizar para sistemas de múltiples estaciones de bombeo y múltiples plantas fotovoltaicas, y, además, se añade el aspecto ambiental como parte del análisis, aunque en este caso, como paso posterior a la optimización.

El carácter de herramienta de gestión de operaciones de lo propuesto en los artículos resultantes de esta investigación lo da principalmente el modo de cómo se entregan los resultados de la modulación de la demanda, orientados a las variables de decisión, que es algo que no fue hallado en la revisión bibliográfica realizada por el autor de esta tesis, en donde otros artículos relacionados con esta estrategia operacional se han limitado únicamente en evaluar los resultados beneficiosos de ella. No obstante, susodichos trabajos han contribuido con información valiosa que ha permitido formular esta tesis, especialmente en el diseño de los casos de estudio hipotéticos, de acuerdo con los respectivos aportes de éstos.

Siguiendo en la línea de que el artículo publicado, asociado al primer manuscrito, asienta las bases para otras investigaciones, dos posibles estudios futuros a sugerir son el proponer una optimización que sea multiobjetivo, integrando los aspectos tanto económicos como ambientales en la o las funciones objetivo, o bien, seguir en una orientación hacia el robustecimiento del modelo matemático, haciéndolo capaz de considerar sistemas más complejos que involucren, por ejemplo, múltiples plantas desalinizadoras y/o múltiples reservorios clientes, de modo que el sistema de suministro de agua sea considerado como una red.

En cuanto a la justificación del porqué se ha decidido por una optimización de tipo lineal, si bien el mundo que nos rodea se comporta de manera no lineal, el ser humano es un ente racional, ergo piensa linealmente, tomando decisiones matemáticas prácticas en términos de números racionales. Y en virtud de que esta investigación doctoral responde a una problemática que exige soluciones prácticas (ingenieriles) dentro del campo industrial, planteándose como herramienta de gestión, es razonable justificar la programación lineal entera mixta como fundamento para la propuesta de dicha herramienta.

REFERENCIAS

- Abdelkareem, M.A., Assad, M.E.H., Sayed, E.T., Soudan, B., 2018. Recent progress in the use of renewable energy sources to power water desalination plants. *Desalination* 435, 97–113.
- Ahmed, F.E., Hashaikeh, R., Hilal, N., 2019. Solar powered desalination – Technology, energy and future outlook (Engineering Advance). *Desalination* 453, 54–76.
- Ali, M.T., Fath, H.E.S., Armstrong, P.R., 2011. A comprehensive techno-economical review of indirect solar desalination. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 4187-4199.
- Aparicio, J., Tenza-Abril, A.J., Borg, M., Galea, J., Candela, L., 2019. Agricultural irrigation of vine crops from desalinated and brackish groundwater under an economic perspective. A case study in Siġġiewi, Malta. *Science of the Total Environment* 650, 734–740.
- Aznar-Sánchez, J.A., Belmonte-Ureña, L.J., Velasco-Muñoz, J.F., Valera, D.L., 2021. Farmers' profiles and behaviours toward desalinated seawater for irrigation: Insights from South-east Spain. *Journal of Cleaner Production* 296, 126568.
- Badenhorst, W., Zhang, J., Xia, X., 2011. Optimal hoist scheduling of a deep level mine twin rock winder system for demand side management. *Electric Power Systems Research* 81, 1088–1095.
- Byrne, P., Fournaison, L., Delahaye, A., Oumeziane, Y.A., Serres, L., Loulergue, P., Szymczyk, A., Mugnier, D., Malaval, J.L., Bourdais, R., Gueguen, H., Sow, O., Orfi, J., Mare, T., 2015. A review on the coupling of cooling, desalination and solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 47, 703–717.
- Caldera U., Breyer, C., 2019. Assessing the potential for renewable energy powered desalination for the global irrigation sector. *Science of the Total Environment* 694, 133598.
- COCHILCO, 2019. Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2019-2030.
- Du Plessis, G. E., Liebenberg, L., Mathews, E. H., 2013. Case study: The effects of a variable flow energy saving strategy on a deep-mine cooling system. *Applied Energy* 102, 700–709. Special Issue on Advances in sustainable biofuel production and use - XIX International Symposium on Alcohol Fuels - ISAF.

El-Sebaili, A.A., El-Bialy, E., 2015. Advanced designs of solar desalination systems: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49, 1198–1212.

Explorador Solar de Chile n.d. <http://solar.minenergia.cl/>

Ghaffour, N., Bundschuh, J., Mahmoudi, H., Goosen, M.F.A., 2015. Renewable energy-driven desalination technologies: A comprehensive review on challenges and potential applications of integrated systems. *Desalination* 356, 94–114.

Golmohamadi, H., Asadi, A., 2020. A multi-stage stochastic energy management of responsive irrigation pumps in a dynamic electricity markets. *Applied Energy* 265, 114804.

Gude, V.G., 2016. Desalination and sustainability – An appraisal and current perspective. *Water Research* 89, 87–106.

Hacıfazlıoğlu, M.C., Tomasini, H.R., Bertin, L., Pek, T.Ö., Kabay, N., 2019. Concentrate reduction in NF and RO desalination systems by membrane-in-series configuration-evaluation of product water for reuse in irrigation. *Desalination* 466, 89–96.

Helal, S. A., Najee, R. J., Hanna, M. O., Shaaban, M. F., Osman, A. H., Hassan, M. S., 2017. An energy management system for hybrid microgrids in remote communities. *IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 1–4.

Herrera-León, S., Lucay, F.A., Cisternas, L.A. & Kraslawski, A., 2019. Applying a multi-objective optimization approach in designing water supply systems for mining industries. The case of Chile. *Journal of Cleaner Production* 210, 994–1004.

Hipólito-Valencia, B.J., Mosqueda-Jiménez, F.W., Barajas-Fernández, J., Ponce-Ortega, J.M., 2021. Incorporating seawater desalination scheme in the optimal water use in agricultural activities. *Agricultural Water Management* 244, 106552.

Jones, E., Qadir, M., Van Vliet, M.T.H., Smakhtin, V., Kang, S., 2019. The state of desalination and brine production: A global outlook. *Science of the Total Environment* 657, 1343–1356.

Kernan, R., Liu, X., McLoone, S., and Fox, B., 2017. Demand side management of an urban water supply using wholesale electricity price. *Applied Energy* 189, 395–402.

- Khan, M.A.M., Rehman, S., Al-Sulaiman, F.A., 2018. A hybrid renewable energy system as a potential energy source for water desalination using reverse osmosis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 97, 456–477.
- Kunz, N.C., 2020. Towards a broadened view of water security in mining regions. *Water Security* 11, 100079.
- Lew, B., Tarnapolski, O., Afgin, Y., Portal, Y., Ignat, T., Yudachev, V., Bick A., 2020. Exploratory ranking analysis of brackish groundwater desalination for sustainable agricultural production: A case study of the Arava Valley in Israel. *Journal of Arid Environments* 174, 104078.
- Li, Q., Yu, S., Al-Sumaiti, A. S., and Turitsyn, K., 2019. Micro water–energy nexus: Optimal demand-side management and quasi-convex hull relaxation. *IEEE Transactions on Control of Network Systems* 6 (4), 1313–1322.
- Mata-Torres, C., Escobar, R. A., Cardemil, J. M., Simsek, Y., Matute, J. A., 2017. Solar poly-generation for electricity production and desalination: Case studies in Venezuela and northern Chile. *Renewable Energy* 101, 387–398.
- Ministerio de Energía, 2020. Balance Nacional de Energía 2018. *Energía Abierta*, Comisión Nacional de Energía (CNE), Ministerio de Energía, Chile.
- Ministerio de Obras Públicas, 2015. Atlas del Agua 2016. Dirección General de Aguas (DGA), Ministerio de Obras Públicas, Chile.
- Mkireb, C., Dembele, A., Jouglet, A., and Denoeux, T., 2018. A linear programming approach to optimize demand response for water systems under water demand uncertainties. *International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, 206–211.
- Moazeni, F., Khazaei, J., Pera Mendes, J.P., 2020. Maximizing energy efficiency of islanded micro water-energy nexus using co-optimization of water demand and energy consumption. *Applied Energy* 266, 114863.
- Molinos-Senante, M., González, D., 2019. Evaluation of the economics of desalination by integrating greenhouse gas emission costs: An empirical application for Chile. *Renewable Energy* 133, 1327–1337.

- Montorfano, M., Sbarbaro, D., Moran, L., 2015. Economic and technical evaluation of solar assisted water pump stations for mining applications: A case of study. In 2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 1–5.
- Multsch, S., Grabowski, D., Lüdering, J., Alquwaizany, A.S., Lehnert, K., Frede, H.-G., Winker, P., Breuer, L., 2017. A practical planning software program for desalination in agriculture – SPARE:WATER^{opt}. *Desalination* 404, 121–131.
- Nayar, K.G., Lienhard V, J.H., 2020. Brackish water desalination for greenhouse agriculture: Comparing the costs of RO, CCRO, EDR, and monovalent-selective EDR. *Desalination* 475, 114188.
- Nazari, B., Liaghat, A., Akbari, M.R., Keshavarz, M., 2018. Irrigation water management in Iran: Implications for water use efficiency improvement. *Agricultural Water Management* 208, 7–18.
- O. Research, Global Water Desalination Market, 2018. 2018–2025 key Industry Insights, Segments, Opportunities, and Forecasts.
- Pamparana, G., Kracht, W., Haas, J., Díaz-Ferrán, G., Palma-Behnke, R., Román, R., 2017. Integrating photovoltaic solar energy and a battery energy storage system to operate a semi-autogenous grinding mil. *Journal of Cleaner Production* 165, 273–280.
- Pinto, F.S., Marques, R.C., 2017. Desalination projects economic feasibility: a standardization of cost determinants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 78, 904-915.
- Prathapaneni, D.R., Detroja, K., 2020. Optimal design of energy sources and reverse osmosis desalination plant with demand side management for cost-effective freshwater production. *Desalination* 496, 114741.
- Rahimi, B., Afzali, M., Farhadi, F., Alamolhoda, A.A., 2021. Reverse osmosis desalination for irrigation in a pistachio orchard. *Desalination* 516, 115236.
- Reca, J., Trillo, C., Sánchez, J.A., Martínez, J., Valera, D., 2018. Optimization model for on-farm irrigation management of Mediterranean greenhouse crops using desalinated and saline water from different sources. *Agricultural Systems* 166, 173–183.

- Serrano-Tovar, T, Peñate Suárez, B., Musicki, A., De la Fuente Bencomo, J.A., Cabello, V., Giampietro, M., 2019. Structuring an integrated water-energy-food nexus assessment of a local wind energy desalination system for irrigation. *Science of the Total Environment* 689, 945–957.
- Shahzad, M.W., Burhan, M., Ang, Li., Ng, K.C., 2017. Energy-water-environment nexus underpinning future desalination sustainability. *Desalination* 413, 52–64.
- Sharon, H., Reddy, K.S., 2015. A review of solar energy driven desalination technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41, 1080–1118.
- Shatat, M., Riffat, S.B., 2014. Water desalination technologies utilizing conventional and renewable energy sources. *International Journal of Low-Carbon Technologies* 9, 1–19.
- Uche, J., Martínez-Gracia, A., Círez, F., Carmona, U., 2015. Environmental impact of water supply and water use in a Mediterranean water stressed region. *Journal of Cleaner Production* 88, 196–204.
- Vasconcelos Sampaio, P.G., Aguirre González, M.O., 2017. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74, 590–601.
- Vergara-Fernandez, L., Aguayo, M.M., Moran, L., Obreque, C., 2022. Demand-side Management applied to desalinated water supply systems supported by a solar photovoltaic plant: A case study in North Chilean agricultural industry. *Journal of Cleaner Production* 334, 130123.
- Vosloo, J., Liebenberg, L., Velleman, D., 2012. Case study: Energy savings for a deep-mine water reticulation system. *Applied Energy* 92, 328–335.

APÉNDICES

Apéndice 1: Primer manuscrito

Título: A MILP-based operational decision-making methodology for demand-side management applied to desalinated water supply systems supported by a solar photovoltaic plant: A case study in agricultural industry.

Autores: Luis Vergara-Fernandez (autor correspondiente), Maichel M. Aguayo, Luis Moran, Carlos Obreque.

Manuscrito enviado en su forma original al *Journal of Cleaner Production* el 22 de mayo de 2021. Versión revisada aceptada el 11 de diciembre de 2021.

A MILP-based operational decision-making methodology for demand-side management applied to desalinated water supply systems supported by a solar photovoltaic plant: A case study in agricultural industry

Luis Vergara-Fernandez ^{a,1}, Maichel M. Aguayo ^b, Luis Moran ^{a, c, d}, Carlos Obreque ^e

^a *Faculty of Engineering, Universidad de Concepción, Concepción, Chile*

^b *Facultad de Ingeniería y Tecnología, Universidad San Sebastián, Concepción, Chile*

^c *Solar Energy Research Center (SERC-Chile), Santiago, Chile*

^d *Department of Electrical Engineering, Universidad de Concepción, Concepción, Chile*

^e *Industrial Engineering Department, Universidad del Bío-Bío, Concepción, Chile*

ABSTRACT

In the field of water management, desalination industry has faced various economic and environmental challenges. Renewable energies and the incorporation of operational strategies such as demand-side management have been able to contribute with the aim of facing them. Nonetheless, it is necessary to continue studying demand-side management for water supply systems emphasising it as a strategic tool to make operational decisions. This article presents a methodology based on a novel Mixed-Integer Linear Programming model in order to program the operation of a seawater reverse osmosis desalination plant with one pumping station for a desertic remote agricultural zone, in accordance with the principles of demand-side management. A photovoltaic solar plant connected to the grid is considered as a renewable energy source. The mathematical model aims to establish the optimal hourly operating load of the system that minimises the daily margin of purchased electricity costs minus sales income of generated electricity. The case study where the methodology is tested is an agricultural area in Northern Chile. The proposed methodology in this paper establishes the basis for future research and industrial applications, considering that it can be generalised to other geographical situations, as well as being modifiable to be adapted for more complex water supply systems and/or other renewable energy sources.

Keywords: Demand-side management; Sustainable production; Water management; Solar energy; Agricultural industry; Optimization model.

¹ Corresponding author. Faculty of Engineering, Universidad de Concepción, Concepción, Chile.
E-mail address: lvergaraf@udec.cl, luisvergarafernandez@gmail.com (L. Vergara-Fernandez).

1. Introduction

At present, agricultural industry is facing important challenges to obtain freshwater due to several factors, such as the sustained surge in the frequency of drought seasons, affecting the availability of direct sources of freshwater. This problem is further exacerbated in agricultural territories located in remote arid and semi-arid areas, where the availability of water as a resource is limited. Accordingly, in recent years desalination has increased its role in the agricultural industry in order to face these challenges. Uche et al. (2015) show that in the Segura River basin, in the southeast of Spain, seawater desalination has a greater impact as an external source to support obtaining water, which is mainly due to agriculture. Multsch et al. (2017) optimise the gross margin of water desalination projects in Saudi Arabia, in terms of area of agricultural land used and daily water supply. Reca et al. (2018) develop a mathematical model to take the optimum economic decision of combination between desalinated seawater and brackish water for irrigation of greenhouse crops in the Mediterranean area. In a case study of a wine grape plantation in Malta, Aparicio et al. (2019) prove the economic benefit of supporting the obtainment of water for irrigation through desalination. Hacifazlıoğlu et al. (2019) study the possibility of reusing (by testing different types of membranes) industrial wastewaters for agricultural soil irrigation through desalination. Serrano-Tovar et al. (2019) introduce a water-energy-food nexus evaluation approach of a water desalination system for agricultural irrigation supported by wind energy in The Canary Islands. Caldera and Breyer (2019) evaluate the efficiency of using agricultural desalination at global level, with a projection up to 2050, and conclude that seawater reverse osmosis desalination based on renewable energies provide a profitable water supply for agricultural irrigation. Nayar and Lienhard (2020) study the key design specifications of desalination systems for greenhouses in North America. Lew et al. (2020) confirm the benefit of groundwater desalination for irrigation in the production of fruits in the semi-arid region of Arava Valley in Israel. Hipólito-Valencia et al. (2021) optimise the desalinated seawater supported by solar energy (through a mathematical model) to reduce the use of the over-exploited aquifers' groundwater by agricultural irrigation in the state of Sonora in Mexico. Aznar-Sánchez et al. (2021) study the farmers behaviour in the southeast of Spain in relation to the desalinated water usage, and propose a series of measures to encourage their use. Rahimi et al. (2021) estimate a threefold increase in the production performance of pistachios by reverse osmosis desalination of brackish water for irrigation in Iran; besides, when photovoltaic solar energy is brought together, the project is profitable with a recovery period in less than 2 years. All the approaches of the previously mentioned works give an account of the importance of the desalination industry within the agricultural sector to deal with situations related to water scarcity. Additionally, the contribution of renewable energies to sustainability of the productive process of desalinated water is also emphasised.

In general terms, there has been rapid growth in the installation of desalination plants in the last three decades (Molinos-Senante and González, 2019). This industry is projected to experience significant growth as the global population and industrialisation increase by becoming a promising option to meet freshwater needs

worldwide (Gude, 2016). Currently, the most effective membrane process technology is the reverse osmosis (RO) desalination (Khan et al., 2018), which is considered the fastest-growing technique (O. Research, Global Water Desalination Market: 2018–2025 key Industry Insights, Segments, Opportunities, and Forecasts, 2018). In terms of scientific literature, there have been approximately 16,500 publications on desalination since 1980. However, the majority of these research studies have analysed desalination from a technological point of view, whereas other points of view, such as economic and environmental, have had much less prominence in proportion (Jones et al., 2019). On the one hand, an important factor that has notably contributed to the rise of desalination capacity has been the significant reduction in operational costs due to energy requirements reduction (Shatat and Riffat, 2014). On the other hand, this energy consumption still remains relatively high in comparison with conventional water treatment techniques, and has never ceased to be a critical barrier for the expansion of desalination industry (Jones et al., 2019), considering that the conventional techniques work with fossil fuels and lead to a highly damaging impact on the environment (Abdelkareem et al., 2018). Notwithstanding the above, significant cost reductions have been achieved in desalination, especially for RO technology, favoured by growth rate, plant capacity, higher permeation rates and improvements in membrane materials (Gude, 2016), and this cost could reach up to 2 kWh/m³ as a minimum (Khan et al., 2018).

Reverse osmosis is the most energy-efficient desalination process and has the lowest specific energy consumption (Ghaffour et al., 2015). Despite this efficiency, this technique continues to consume a significant amount of energy and, therefore, entails substantial repercussions both from an economic and environmental point of view (Molinos-Senante and González, 2019). To address this, desalination units powered by solar energy have reduced carbon emissions, making this process increasingly sustainable (Byrne et al., 2015; Sharon and Reddy, 2015). In fact, among the different technologies that compete for electric energy generation, photovoltaic solar energy stands out as one of the most promising (El-Sebaei and El-Bialy, 2015; Khan et al., 2018), which has been proliferating in recent decades (Vasconcelos Sampaio and Aguirre González, 2017). Photovoltaic solar energy is the most suitable renewable energy source to support RO technique (Abdelkareem et al., 2018). Particularly, in RO systems, photovoltaic solar energy has had a high penetration (Shahzad et al., 2017), including systems with production capacities greater than 1000 m³ per day (Ahmed et al., 2019). However, the main current difficulties regarding desalination systems supported by solar photovoltaic energy are the high initial cost and the intermittent nature of solar energy generation (Khan et al., 2018), which reflects the need for further research in this field.

The implementation of strategies to address both energy efficiency and water use and consumption issues have contributed to water supply systems management. One of these strategies is demand-side management (DSM). In concise terms, DSM consists of actions to change consumer behaviours in order to reduce energy operating costs and energy consumption without altering the system's final production (demand). For instance, in water supply systems (as electricity consumers), the operating load

measured inflow rates can be varied to reduce operating costs without altering the daily water demand from the customer(s). Among works that studied DSM for water supply systems, Helal et al. (2017) propose DSM as a management model to program the operation of different electricity generation technologies in a small network to supply drinking water to remote residential communities. Kernan et al. (2017) study the marginal cost variation of purchased electricity from the grid, which decreases due to wind energy generation. A study developed by Mkireb et al. (2018) highlights the importance of considering water storage units, as they provide flexibility to the system. An optimisation model developed by Li et al. (2019) study DSM in another residential water network, concluding that the flexibility of the electrical network benefits when the water loads are controllable (i.e., variable). Golmohamadi and Asadi (2020) studied DSM in the face of intermittence of renewable energies for agricultural irrigation systems. Moazeni et al. (2020) maximised the energy efficiency of a micro water-energy nexus by optimising both water demand and energy consumption. Prathapaneni and Detroja (2020) optimised the sizing of a microgrid to supply electricity into a SWRO plant that operates with DSM.

Despite the valuable contributions of DSM for water supply systems management, it should be noted that scientific gaps remain to be addressed. Many studies emphasise on evaluating the overall performance of DSM, and only in some cases the results presented allow to deduce some associated operations management strategy in detail. Taking into consideration what has been previously mentioned, it is necessary to deepen the study of DSM with a greater focus on developing management tools for water supply systems operations rather than on the study of the performance of DSM. It should also be noted that when renewable energies are included, especially solar energy, the variability throughout the seasons of the year and how it affects DSM implementation are not usually taken into account. Moreover, regarding agricultural water management, most of the reviewed works focus on improving the irrigation process, however, no many of them consider how the resource is obtained and transported to agricultural enclosures. Besides, in comparison with the research literature on residential, commercial, and industrial sectors, agricultural industry is still a challenge in terms of taking advantage of power systems flexibility to implement DSM strategies (Golmohamadi and Asadi, 2020).

Consequently, the aim of this paper is to propose a novel MILP-based methodology for the operations management of a “SWRO plant – pumping station – reservoir” water supply system, supported by a solar photovoltaic plant connected to the grid, under the principles of demand-side management. DSM is applied to the electricity demand of both SWRO plant and pumping station in order to minimise the daily margin of purchased electricity costs minus sales income of generated electricity. The mathematical model seeks to optimise the water supply system’s electricity use and consumption by programming the operating loads of the SWRO plant and the pumping station, measured in units of flow rates. Therefore, the optimal solution responds to two key decisions to take: i) The optimal hourly operating load of the units of the water supply system, and ii) The optimal electricity use and consumption profile of the system on each hour. That profile is composed by the energy that must be

purchased from the electrical system, the part of generated renewable energy that must be injected into the units of the water supply system, and the remaining part of renewable energy which must be sold. The case study is an agricultural enclosure located in Copiapó Valley, in the Atacama Desert in the North of Chile. Considering that the Atacama Desert is an extremely arid zone, the difficulty of obtaining water for human consumption and agricultural use is increased. However, it is one of the places in the world where expanded development opportunities are found for both the solar energy and seawater desalination industries, due to the high levels of solar radiation that stand out globally and the extensive availability of the seacoast throughout the entire Chilean continental territory, respectively.

2. Methodology

2.1. Conceptual model

Considering that the purpose of the analysis is to compare the variation of costs minus sales economic margin, the context of the study is exclusively limited to an operational management problem. Accordingly, it has been assumed that the water supply system and the photovoltaic solar plant already exist in advance, leaving any analysis related to sizing or investments outside the scope of this study. This work focuses on modulating the electricity demand of a productive system. Thus, the energy that the photovoltaic plant generates each hour during the day, the hourly demand of water withdrawal from the reservoir, as well as the unit purchase costs and the sale unit prices of electricity are considered constant. Finally, for calculation purposes, it is assumed that the entire volume of water produced during 1 h by the desalination plant corresponds to the same volume driven by the pumping station for that hour.

Figure 1 illustrates the scheme of the production system. There is a reverse osmosis desalination plant (D) located on the coast, desalinated water is driven by a pumping station (P) to a reservoir (R), wherein the customer withdraws the water. The desalination plant and the pumping station are fed by electricity from both the electrical system network (Grid) and by a solar photovoltaic plant (PV) connected to the grid, allowing electricity sales. In some cases, desalination plant and pumping station are generically called units of the water supply system, considering that these are the elements that demand electricity, unlike the case of the reservoir.

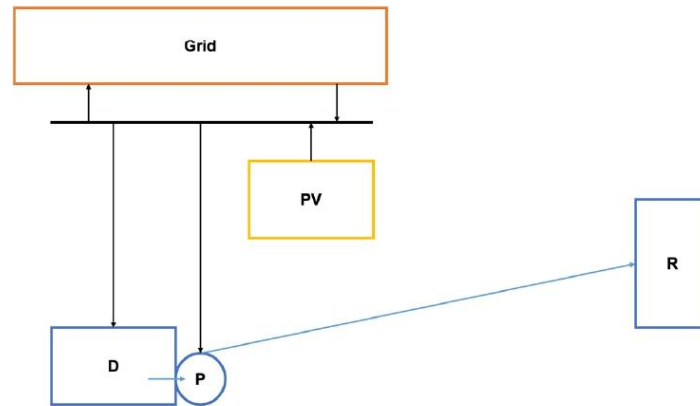


Figure 1: Conceptual diagram of the production system.

2.2. Optimisation Model

Table 1 shows the nomenclature of sets, parameters and decision variables of the optimisation model.

Table 1: Nomenclature for MILP model

Symbol	Description	Unit
Sets and input parameters:		
I	Set of units i of the water supply system. $I = \{0, 1\}$, where $i = 0$ corresponds to SWRO plant, and $i = 1$ corresponds to pumping station.	–
K	Set of flow rate k values available at which the water supply system operates. $K = \{1, \dots, K \}$, where $ K $ depends on each case study.	–
T	Set of hours t of the day. $T = \{1, \dots, T \}$: $ T = 24$.	–
R	Water demand by the agricultural location in the reservoir expressed in flow rate units.	m^3/s
VR_{ini}	Initial volume of water in the reservoir.	m^3
VR_{max}	Maximum volumetric capacity of the reservoir.	m^3
VR_{out}	Hourly volume of water withdrawn by the agricultural enclosure.	m^3
Q_k	Flow rate corresponding to case k .	m^3/s
$PQ_{i,k}$	Power-Flow ratio in unit i , for each case k of flow rate.	$\text{W}/(\text{m}^3/\text{s})$
PV_t	Electricity generated by the photovoltaic plant on the hour t .	W
C_{Grid}	Unit cost of electricity purchases from the power grid.	US\$/Wh
P_{Sell}	Unit price of electricity sales from the photovoltaic plant's generation.	US\$/Wh
SH	The 3,600 seconds of 1 h (used to convert flow rates into volumes).	s
dt	Time step length, that is 1 h (used to convert power units into energy units).	h
Decision variables:		
$q_{i,t}$	Flow rate that must be produced or pumped (according to each case) by unit i at hour t .	m^3/s
vr_t	Net volume present in the reservoir at hour t .	m^3
$s_{i,k,t}$	Flow rate selector for unit i at hour t for each case k (binary variable).	–
$p_{i,t}$	Electric power required by unit i at hour t .	W
$pp_{i,t}$	Electric power that must be purchased from the power grid by unit i at hour t .	W
$pvi_{i,t}$	Part of the power generated by the PV plant that is injected into the unit i at hour t .	W
pvo_t	Part of the power generated by the PV plant that is sold unto the power grid at hour t .	W

Thus, the MILP model is presented as follows:

$$\text{Minimise } F = C_{Grid} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (pp_{i,t} dt) - P_{Sell} \sum_{t \in T} (pvo_t dt) \quad (1)$$

Subject to:

$$\sum_{t \in T} q_{i,t} \geq R |T| \quad \forall i \in I \quad (2)$$

$$q_{0,t} = q_{1,t} \quad \forall t \in T \quad (3)$$

$$q_{i,1} = q_{i,24} \quad \forall i \in I \quad (4)$$

$$vr_1 = VRini + SH q_{1,1} - VRout \quad (5)$$

$$vr_t = vr_{t-1} + SH q_{1,t} - VRout \quad \forall t \in T: t > 1 \quad (6)$$

$$vr_1 = vr_{24} \quad (7)$$

$$PV_t = pvo_t + \sum_{i \in I} pvi_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (8)$$

$$p_{i,t} = pp_{i,t} + pvi_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (9)$$

$$p_{i,t} dt \geq dt \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k PQ_{i,k}) \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (10)$$

$$q_{i,t} = \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k) \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (11)$$

$$\sum_{k \in K} s_{i,k,t} = 1 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (12)$$

$$0 \leq vr_t \leq VRmax, pvo_t \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (13)$$

$$q_{i,t} \geq 0, p_{i,t} \geq 0, pp_{i,t} \geq 0, pvi_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (14)$$

$$s_{i,k,t} \in \{0,1\} \quad \forall i \in I, \forall k \in K, \forall t \in T \quad (15)$$

The objective function of equation (1) minimises the daily margin of purchased electricity costs minus sales income of generated electricity. Constraints are classified into four groups: water, (2) to (7); energy, (8) and (9); water-energy, (10) to (12); and other constraints that define the mathematical nature of the decision variables, (13) to (15). Constraint (2) ensures that, for each unit i , the sum of the hourly flow rates satisfy the daily demand, that is, the hourly flow rate multiplied by the number of hours. Constraint (3) states that the desalination plant output is the same amount that is driven by the pump station, according to the aforementioned assumption. Considering that the model evaluates a representative day of a specific month with a time resolution of 1 h, constraint (4) ensures continuity in the operation of the system throughout all the days of the month, so that the next day the system starts and ends with the same starting and ending conditions as the previous day. Regarding the reservoir, constraints (5) and (6) establish the volumetric balances for the first hour and the following hours

of the day, respectively. Constraint (7), analogous to constraint (4), sets the final conditions of the operation with respect to the volume present in the reservoir. Constraint (8) establishes the PV electricity balance composed by the electricity that the plant injects into the units of the water supply system and the electricity that it sells to the grid. For its part, constraint (9) establishes the balance of electricity demanded by each unit in relation to the electricity received from the grid and from the PV plant. Constraint (10) allows to calculate the electricity demanded by each unit i during each hour t (note that the parameter dt appears in the constraint only for unit of measure effects), given the flow rate obtained from constraint (11), while constraint (12) allows constraint (11) to choose only one possible flow rate. Additionally, for each k flow rate value, to determine the values of the input parameters Q_k and $PQ_{i,k}$ equations (16) to (18) are used, which have to be solved before optimisation. First, the Q_k parameters values are defined according to each case study. The $PQ_{i,k}$ values depend on the situation of each unit i , which are obtained by previously calculating the electricity demand $P_{i,k}$ corresponding to each case associated with Q_k , according to equation (16) for the desalination plant (that is, for $i = 0$), and equation (17) for the pumping station (that is, for $i = 1$), which was deduced from the work of Herrera-León et al. (2019). Finally, the $PQ_{i,k}$ values are calculated by solving in equation (18).

$$P_{0,k} dt = UCSO \cdot Q_k \quad \forall k \in K \quad (16)$$

$$P_{1,k} dt = \left(\frac{\rho \cdot 8 \cdot f \cdot L}{\eta \cdot D^5} Q_k^3 + \frac{\rho \cdot g \cdot Z}{\eta} Q_k \right) dt \quad \forall k \in K \quad (17)$$

$$PQ_{i,k} = \frac{P_{i,k}}{Q_k} \quad \forall i \in I \quad \forall k \in K \quad (18)$$

$P_{i,k}$ is the electric power required by each unit i in case of Q_k flow rate value, $UCSO$ is the SWRO plant unit energy consumption, ρ is the water mass density, g is the acceleration of gravity, Z is the height difference between pumping station and reservoir, f is the Darcy's friction factor, L is the horizontal distance between pumping station and reservoir, D is the pipeline diameter, and η is the pumping station net efficiency. All of these values depend on the case study.

2.3. Case study

The optimisation model has been applied to a hypothetical case and it was evaluated for the month of December, which is representative of summer in the southern hemisphere. The water supply system is located in the coastal zone of Copiapó Valley, Atacama region, Northern Chile, which corresponds to a desert zone. The desalination plant with its pumping station is located on the coast, near the mouth of the Copiapó river (see Figure 2). Then, a pipeline connects the pumping station with an inland reservoir, located at a linear distance L of 15 km from the coast, and at a height difference Z of 150 m from the pumping station. The agricultural area corresponds to "Hacienda María Isabel", which borders on 14 km with the Copiapó river; it consists of

1,282 ha, of which 300 ha are destined to produce olive trees for oil production and consumption (it has potential for citrus fruits, grapes and vegetables). Its water rights are currently 170 l/s on the surface of the Copiapó river and 64 l/s underground. Based on this information, a constant withdrawal rate R from the reservoir corresponding to 200 l/s (or 0.2 m³/s) has been assumed for the analysis, which corresponds to an hourly withdrawal volume VR_{out} of 720 m³. Furthermore, in this hypothetical case study, it is assumed that the volume VR_{max} is 2,000 m³, and the initial volume VR_{ini} is the half of VR_{max} , that is 1,000 m³.

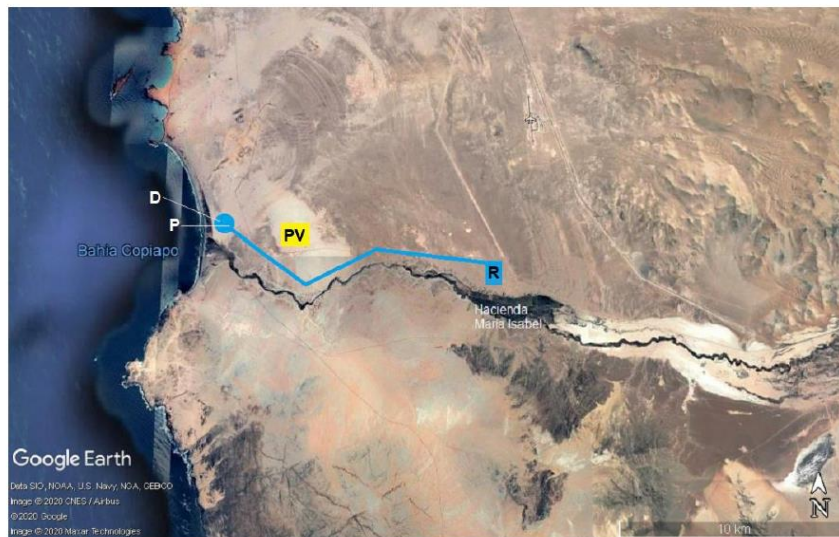


Figure 2: Map of the case study.

In the first instance, three possible values of flow rates Q_k have been defined according to the rate of withdrawal of water from the reservoir R , which are $0.16 \text{ m}^3/\text{s}$, $0.2 \text{ m}^3/\text{s}$, and $0.24 \text{ m}^3/\text{s}$, for $k = 1$, $k = 2$, and $k = 3$, respectively. Table 2 shows the $P_{i,k}$ and $PQ_{i,k}$ values obtained from equations (16) to (18), given the recently defined Q_k values. Based on the information provided by Herrera-León et al. (2019), the unit electricity consumption of a SWRO plant $UCSO$ is $3,100 \text{ W}/\text{m}^3$. For the pumping station, a constant Darcy friction factor f of 0.03 was assumed, an efficiency of the pumping process η of 80%, and a pipe diameter D of 1.37 m (according to commercial availability). The mass density of water ρ is $1,000 \text{ kg}/\text{m}^3$, and the acceleration of gravity g is $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$.

Table 2: Input data for Water-Energy constraints according to case study.

Unit	Q_k (m^3/s)	$P_{i,k}$ (W)	$PQ_{i,k}$ ($\text{W}/(\text{m}^3/\text{s})$)
SWRO plant ($i = 0$)	0.16	496.00	3,100.00
	0.20	620.00	3,100.00
	0.24	744.00	3,100.00
Pumping station ($i = 1$)	0.16	297,819.18	1,861,369.85
	0.20	374,959.33	1,874,796.74
	0.24	453,889.72	1,891,207.16

For calculation purposes, the installed power of the PV plant was arbitrarily defined in proportion to the water supply system's total electrical requirements seen in the table above. The proportion used was defined by calculating an installed power equal to twice the whole water supply system (SWRO plant and pumping station) by driving at an average rate of $0.2 \text{ m}^3/\text{s}$, that is 375.58 kW. Thus, after rounding, the installed power of the PV plant is 750 kWp. Its geographical location is 27.3°S , 70.9°W , at an elevation of 117 m above sea level, which is close to the water treatment plant. Under these antecedents, added to the information reported by the Solar Explorer (an online tool provided by the Ministry of Energy of the Government of Chile), the expected input data for hourly PV_t photovoltaic generation for the month of December is presented in Table 3, where 0:00 h corresponds to the beginning of the period $t = 1$, 1:00 h to the beginning of $t = 2$, and so on.

Table 3: Hourly PV generation.

Hour	PV_t (W)	Hour	PV_t (W)
0:00	0.00	12:00	566,629.58
1:00	0.00	13:00	617,514.53
2:00	0.00	14:00	589,574.73
3:00	0.00	15:00	528,088.65
4:00	0.00	16:00	430,446.18
5:00	0.00	17:00	296,243.84
6:00	0.00	18:00	153,741.56
7:00	63,450.19	19:00	653,33.41
8:00	137,270.58	20:00	0.00
9:00	235,330.35	21:00	0.00
10:00	351,080.81	22:00	0.00
11:00	479,815.92	23:00	0.00

When it comes to the case of not testing DSM calculation, the same optimisation model has been executed but forcing the $s_{i,k,t}$ variable to take the value 1 for all $k = 2$ as three possible flow rates are considered. Mathematically this allows a constant flow rate to be set at the average regime of $0.2 \text{ m}^3/\text{s}$. The unit cost of purchasing energy from the Chilean National Electric System is $C_{Grid} = 0.1 \text{ US\$/kWh}$, and the unit price of selling energy to the grid is $P_{sell} = 0.07 \text{ US\$/kWh}$, according to the information provided by Herrera-León et al. (2019) and Pamparana et al. (2017), respectively.

3. Results and discussion

The optimisation was programmed and solved using IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.8.0 on an Apple MacBook Air computer with Intel Core i5-1030NG7 Quad-Core processor @ 1.10 GHz and 8 GB RAM LPDDR4X @ 3.733 GHz, on a Microsoft Windows 10 Home 64-bit operating system. Each optimisation test took less than 60 s. The objective values for the cases where the DSM is tested and where it is not are compared below. Certainly, in both cases there are economic savings from owning a PV plant generating “free” energy, but by applying DSM, extra savings should be achieved due to better use and consumption of energy.

3.1. Optimisation of water supply system

For one day during the month of December, the objective value was US\$ 466.27 if DSM is tested, in comparison with US\$ 478.70 if DSM is not tested, reporting a negative difference (extra savings) of US\$ 12.43 per day, corresponding to a percentage variation of -2.60%. Thus, the expected savings for the entire month from the implementation of DSM is US \$ 385.33. Figure 3 shows the hourly flow rates of the objective solution when DSM is applied in contrast to the Reference line that indicates the average demand, which is the standard (constant) operational load if DSM is not applied. For its part, Figure 4 shows the hourly water volume variation in the reservoir.

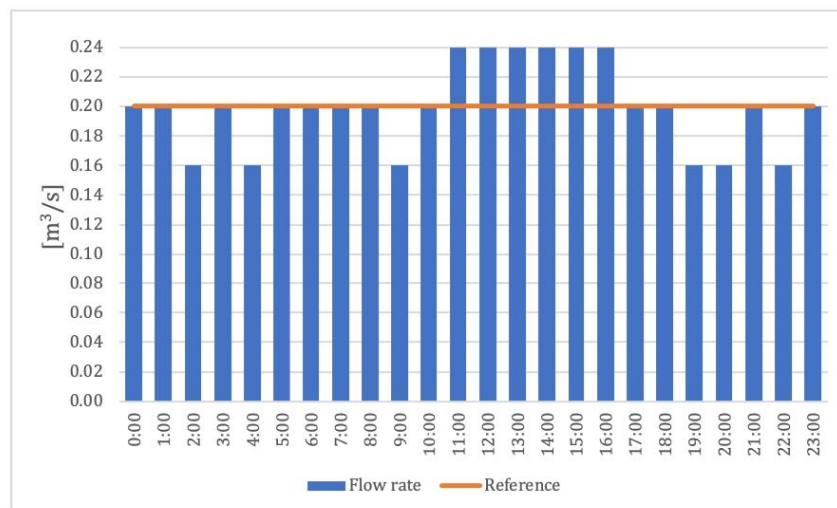


Figure 3: Hourly operating load of the water supply system for a typical day in the month of December (optimal case where DSM is tested).

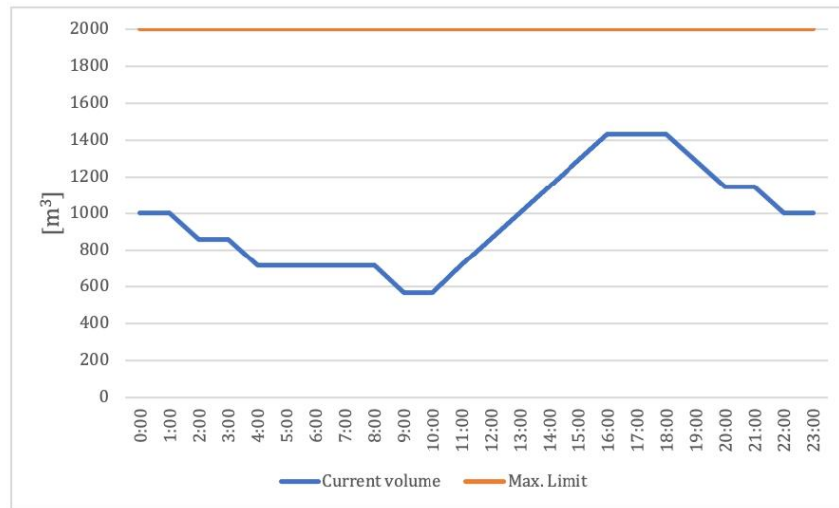


Figure 4: Hourly volume variations in reservoir for a typical day in the month of December (optimal case where DSM is tested).

Figure 5 and Figure 6 show the operation energy profiles of the entire production system without DSM calculation and with DSM, respectively. Table 4 shows the distribution of the hourly demand for electricity per unit and the hourly use of the PV energy generated. Electric demand line shows the total hourly amount of electricity required by the water supply system, i.e., both SWRO plant and pumping station. PV Generation line shows the hourly amount of electricity generated by the PV plant. Sales from PV plant line shows the portion of PV generation which is sold to the National Electric System (i.e., Grid). Purchases from Grid line shows the amount of hourly electricity which is supplied by the grid, and is injected into both SWRO plant and pumping station. PV electricity injected into the system line shows the portion of PV generation which is injected into the water supply system, i.e., both SWRO plant and pumping station.

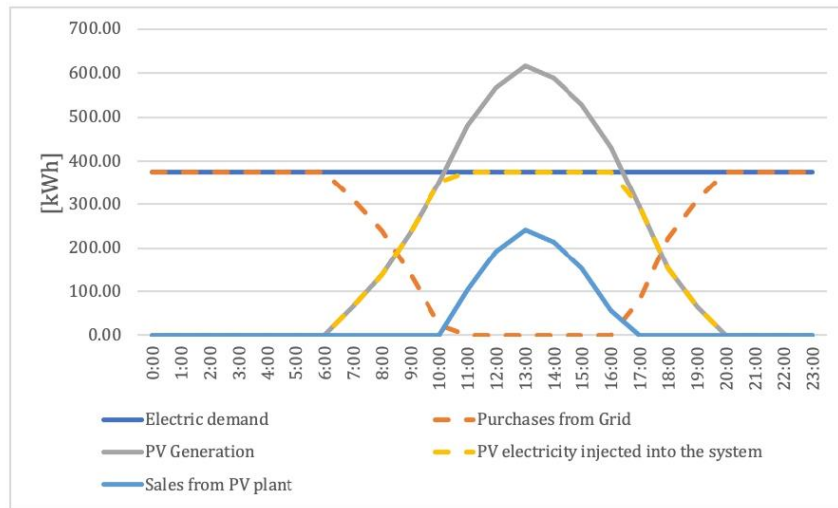


Figure 5: Energy profile for a typical day in the month of December (base case where DSM is not tested).

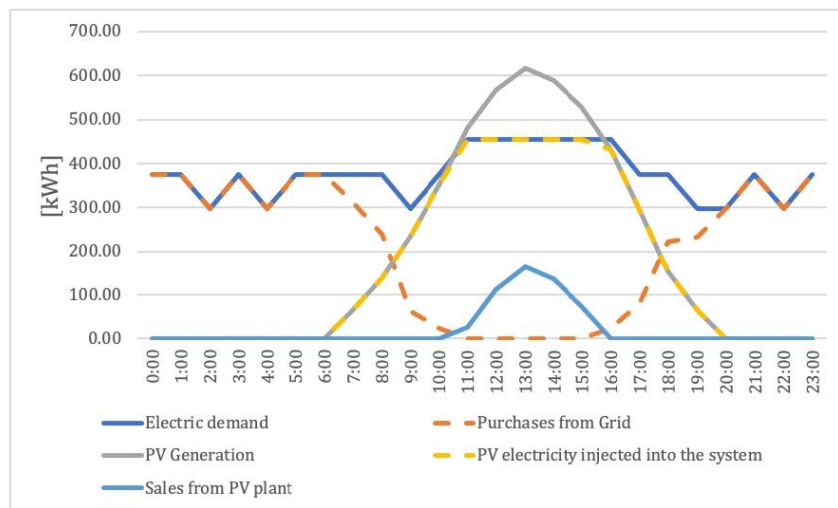


Figure 6: Energy profile for a typical day in the month of December (optimal case where DSM is tested).

Table 4: Detailed distribution of the electricity (in kWh/s) demand per unit, and use of the PV energy generated, for optimised case (hourly dates for a day of December).

Hour	SWRO plant demand	Pumping station demand	Demand of the entire system	Purchases by SWRO plant	Purchases by pumping station	Total purchases	Total PV generation	PV injected into SWRO plant	PV injected into pumping station	Total PV injected	Sales from PV plant
00:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
02:00	0.50	297.82	298.32	0.50	297.82	298.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
03:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
04:00	0.50	297.82	298.32	0.50	297.82	298.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
05:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
06:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
07:00	0.62	374.96	375.58	0.62	311.51	312.13	63.45	0.00	63.45	63.45	0.00
08:00	0.62	374.96	375.58	0.62	237.69	238.31	137.27	0.00	137.27	137.27	0.00
09:00	0.50	297.82	298.32	0.50	62.49	62.98	235.33	0.00	235.33	235.33	0.00
10:00	0.62	374.96	375.58	0.00	24.50	24.50	351.08	0.62	350.46	351.08	0.00
11:00	0.74	453.89	454.63	0.00	0.00	0.00	479.82	0.74	453.89	454.63	25.18
12:00	0.74	453.89	454.63	0.00	0.00	0.00	566.63	0.74	453.89	454.63	112.00
13:00	0.74	453.89	454.63	0.00	0.00	0.00	617.51	0.74	453.89	454.63	162.88
14:00	0.74	453.89	454.63	0.00	0.00	0.00	589.57	0.74	453.89	454.63	134.94
15:00	0.74	453.89	454.63	0.00	0.00	0.00	528.09	0.74	453.89	454.63	73.45
16:00	0.74	453.89	454.63	0.00	24.19	24.19	430.45	0.74	429.70	430.45	0.00
17:00	0.62	374.96	375.58	0.62	78.72	79.34	296.24	0.00	296.24	296.24	0.00
18:00	0.62	374.96	375.58	0.62	221.22	221.84	153.74	0.00	153.74	153.74	0.00
19:00	0.50	297.82	298.32	0.00	232.99	232.99	65.32	0.50	64.83	65.32	0.00
20:00	0.50	297.82	298.32	0.50	297.82	298.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:00	0.50	297.82	298.32	0.50	297.82	298.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:00	0.62	374.96	375.58	0.62	374.96	375.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

The conditions that allow the application of the DSM of electricity into the water supply system depend fundamentally on the amount of PV energy available at a time of the day. So, DSM is possible if PV energy exceeds the amount that the system requires to operate at its average operating load level for at least one hour. This condition will allow reprogramming the whole daily operation by varying that operational load, without leaving the customer (reservoir) unsupplied and assuming that the withdrawal rate of water from the reservoir is constant, i.e., equal to the average operating load. It is noteworthy to observe that although the objective solution tends to increase the operating load especially in the sun-hours (when PV generation is available to inject), this load is continuously varying by the time of day, even during the night-hours, when all electricity is purchased from the grid. This effect is due to the range of flow rate variations and the number of possible flows established.

Considering that this methodology has been essentially designed to be used by the water supply system operator, it is necessary that the optimisation model is able to provide an hourly-daily-monthly system operation planning. Therefore, this methodology has a practical sense that goes beyond a merely evaluative sense in terms of DSM performance. From the results, it can be noted that the information reported is valid for a day of a specific month with a time resolution of 1 h, this way, the methodology is presented as an operation management tool. However, it should be mentioned that the data generation of the PV plant is based on expected values for a typical day of the month, which may represent a limitation of the model in case the meteorological conditions are significantly variable between days. Given this, the PV_t input parameters for the next few days can be previously calculated if there is reliable information from meteorological forecasts.

Regarding effectiveness of DSM, the particular emphasis in this analysis has been its evaluation through the possibility of managing the water supply system operating loads in the presence of a renewable energy source. Therefore, the cost of electricity and water withdrawal rate from the reservoir were considered constant as independent parameters, but in case that one or both of those parameters have different values between hours, they must be transformed into dependent ones from the set of hours t . The possibilities of obtaining improvements by applying the DSM will depend on each case study, that is, on the technical specifications of the system (e.g., production and impulsion capacity of the water supply system, size of the PV plant) and geographic conditions (e.g., distances and height differences, solar radiation indices). However, the model can be adapted to other renewable energy sources, keeping its essential structure.

3.2. Sensitivity analysis

The case study previously presented meets ideal conditions to make DSM possible. In order to evaluate how the objective solution changes in case of modifications of particular input parameters, a sensitivity analysis has been performed. Four new scenarios were tested through the proposed methodology.

The first sensitivity analysis scenario modifies the original PV power generation amount by a lower one. The same size of PV plant of the original scenario was considered but for the evaluation of the month of June, which is representative of winter in the southern hemisphere, when the lowest rates of solar PV generation are reported. Table 5 shows the hourly PV generation for this scenario. For one day in the month of June, the objective value was US\$ 735.02 if DSM is tested, in comparison with US\$ 735.02 if DSM is not tested, reporting no variation. The PV energy generated here was not enough in any hour to allow a reprogramming of the operation of the water supply system. Therefore, the system always operates at a constant flow rate, as it can be seen in the energy profile graph in Figure 7. This finding supports the criterion of the importance of the renewable energy plant size. However, sizing analyses are beyond the scope of this research.

Table 5: Hourly PV generation for June.

Hour	PV_t (W)	Hour	PV_t (W)
0:00	0.00	12:00	248,857.43
1:00	0.00	13:00	276,581.44
2:00	0.00	14:00	262,666.51
3:00	0.00	15:00	234,290.52
4:00	0.00	16:00	160,558.44
5:00	0.00	17:00	79,731.65
6:00	0.00	18:00	0.00
7:00	0.00	19:00	0.00
8:00	24,324.06	20:00	0.00
9:00	68,736.00	21:00	0.00
10:00	119,963.36	22:00	0.00
11:00	188,024.24	23:00	0.00

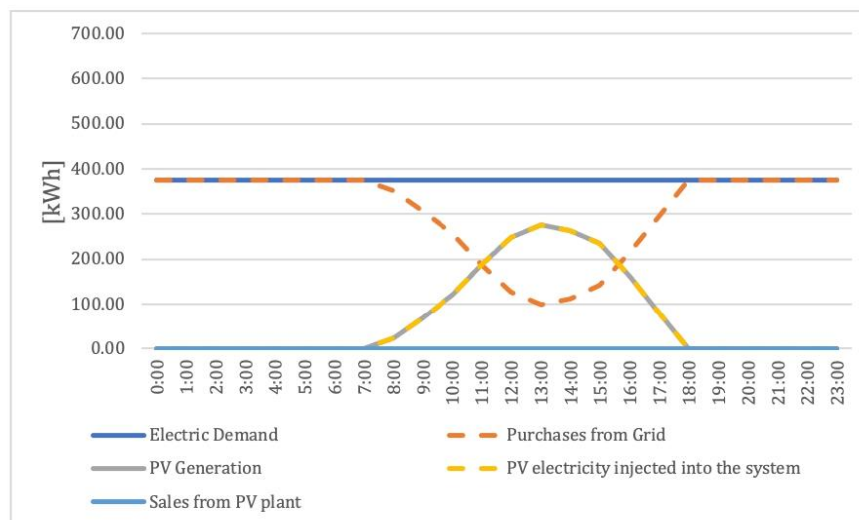


Figure 7. Energy profile for a typical day in the month of June (both cases where DSM is tested and not tested).

The second sensitivity analysis scenario increases the number of flow rate options that can be chosen, within the same lower and upper limits of the original scenario. There are five possible Q_k flow rate values instead of three. Table 6 shows the $P_{i,k}$ and $PQ_{i,k}$ values considered in this scenario. When it comes to the case where DSM is tested, the objective value was US\$ 466.03, reporting a slight improvement of -US\$ 0.24 with respect to the original scenario. The percentual variation between the objective value here and the base case without DSM was -2.65%. Graph in Figure 8 shows the hourly flow rates for this scenario. Although in monetary terms the improvement with respect to the original scenario was slight, it should be noted that at no time does the system operate at minimum load ($0.16 \text{ m}^3/\text{s}$). However, the impact on changes to be considered in the objective value due to changing the number of flow options depends on the characteristics of the system under study, particularly its size. Ultimately, it is up to the user to define the number of flow options to consider for analysis. Although the increase in flow options may affect optimisation times, in the present analysis all these times were regarded as negligible by the authors, considering that the tests did not take more than 60 seconds to run. To decide how far to iterate in this sensitivity analysis, the user is recommended to establish a minimum variation, either in absolute or percentage terms as convenient, in the improvement of the objective value between a new scenario and the previous one. Those five new Q_k flow rate options are also taken into consideration in the following two sensitivity analysis scenarios; thus, this will be the new baseline scenario for the following remaining analyses.

Table 6: Input data for Water-Energy constraints according to case study (scenario with five flow rate options).

Unit	Q_k (m^3/s)	P_{ik} (W)	PQ_{ik} ($\text{W}/(\text{m}^3/\text{s})$)
SWRO plant ($i = 0$)	0.16	496.00	3,100.00
	0.18	558.00	3,100.00
	0.20	620.00	3,100.00
	0.22	682.00	3,100.00
	0.24	744.00	3,100.00
Pumping station ($i = 1$)	0.16	297,819.18	1,861,369.85
	0.18	336,187.85	1,867,710.28
	0.20	374,959.33	1,874,796.74
	0.22	414,178.36	1,882,628.93
	0.24	453,889.72	1,891,207.16

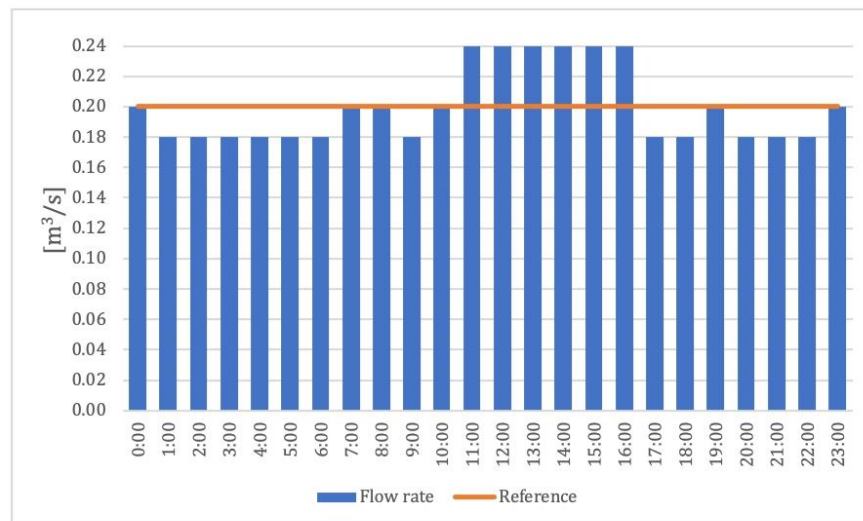


Figure 8: Hourly operating load of the water supply system for a typical day in the month of December, considering five flow rate options (optimal case where DSM is tested).

The third sensitivity analysis scenario considers a rise of 20% in the cost of electricity. Thus, $C_{Grid} = 0.12$ US\$/kWh. The objective value was US\$ 587.86 if DSM is tested, in comparison with US\$ 566.35 if DSM is not tested, reporting a negative percentage variation of -3.66%. Even though in both cases the objective values are higher than their respective cases in the previous scenario, the impact of DSM is considerably higher in this case. This shows the relevant potential that DSM has in this context, given the possibility of increases in the cost of electricity.

Finally, the fourth sensitivity analysis scenario considers an increase of 20% of both linear distance and height difference between the water treatment plant and the reservoir. Thus, $L = 180$ km and $Z = 18$ m. Table 7 shows the P_{ik} and PQ_{ik} values for this scenario. The objective value was US\$ 645.78 if DSM is tested, in comparison with US\$ 634.76 if DSM is not tested, reporting a negative percentage variation of -

1.71%. In this case, both margin values increase. In addition, the percentage of variation decreases with respect to the new baseline scenario. Still, DSM is possible, although its impact is less significant. As could be seen in the analysis for the month of June, the size of the renewable energy plant is an important aspect, as the water supply system demands more electricity. Nevertheless, the drive capacities of pumping stations also have their own technical limitations. If the distances are much greater, these systems require more pumping stations located along the pipeline section, but this implies higher operational costs.

Table 7: Input data for Water-Energy constraints according to case study (scenario with increase of 20% of both linear distance and height difference between the water treatment plant and the reservoir).

Unit	Q_k (m^3/s)	P_{ik} (W)	$PQ_{i,k}$ ($\text{W}/(\text{m}^3/\text{s})$)
SWRO plant ($i = 0$)	0.16	496.00	3,100.00
	0.18	558.00	3,100.00
	0.20	620.00	3,100.00
	0.22	682.00	3,100.00
	0.24	744.00	3,100.00
Pumping station ($i = 1$)	0.16	357,383.01	2,233,643.82
	0.18	403,425.42	2,241,252.33
	0.20	449,951.19	2,249,755.96
	0.22	497,014.04	2,259,154.72
	0.24	544,667.66	2,269,448.59

4. Conclusions

This work has presented a MILP-based methodology capable of programming the operating loads of a water supply system under the principles of demand-side management. The proposed methodology was purposely oriented to be used by the water supply system operator. This distinguishes this work from much of the scientific literature for two main reasons: i) It serves as an operation management tool rather than serving only for measuring the overall performance of the DSM, allowing the user to plan the daily operation with a time resolution of one hour; and ii) DSM applies to electrical energy use and consumption by the water supplier (electricity consumer), not affecting behaviour patterns of water use and consumption by end consumers (water consumer). The optimisation model proved to be capable of quickly evaluating the possibility of DSM, being able to be generalisable to each situation in mathematical terms. It should also be noted the relative simplicity of the novel optimisation model formulated here, allowing it to serve as a basis to be adapted to more complex contexts, such as the incorporation of additional pumping stations, the consideration of variable prices of the purchased energy, among other possibilities, by always conserving the basic structure of the mathematical model.

The addition of renewable energy plants for self-consumption represents not only an economic benefit, but also an environmental benefit, by making production cleaner. For this reason, the authors of this article recommend to continue researching about the basis of this methodology through studies that involve the adaptability of the mathematical model to deal with environmental issues, such as the avoided greenhouse gas emissions by implementing the DSM in the system, either by minimising them through a new objective function, or by proposing a multi-objective optimisation that integrates both aspects, the economic and the environmental at the same time. Furthermore, regarding other industrial situations, the basic structure of the mathematical model (i.e., water, energy, and water-energy constraints) can be adapted to cases where there are multiple pumping stations, desalinated plants, reservoirs (end customers), and renewable energy plants. In addition, this study may be applied not only to the agricultural enclosure, but also, por example, to the mining and residential sectors as well. Therefore, it is concluded that the methodology presented in this work meets the stated objective and provides useful guidelines for future scientific research and industrial applications to the extent that they need to be adapted to their respective contexts.

Acknowledgements

The authors thank ANID for the financial support given through the Project FONDAP No. 15110019. They also thank the editor and two anonymous reviewers for their constructive comments, which helped improve the paper.

References

- Abdelkareem, M.A., Assad, M.E.H., Sayed, E.T., Soudan, B. Recent progress in the use of renewable energy sources to power water desalination plants. *Desalination* 435 (2018) 97–113.
- Ahmed, F.E., Hashaikeh, R., Hilal, N. Solar powered desalination – Technology, energy and future outlook (Engineering Advance). *Desalination* 453 (2019) 54–76.
- Aparicio, J., Tenza-Abril, A.J., Borg, M., Galea, J., Candela, L. Agricultural irrigation of vine crops from desalinated and brackish groundwater under an economic perspective. A case study in Siggiewi, Malta. *Science of the Total Environment* 650 (2019) 734–740.
- Aznar-Sánchez, J.A., Belmonte-Ureña, L.J., Velasco-Muñoz, J.F., Valera, D.L. Farmers' profiles and behaviours toward desalinated seawater for irrigation: Insights from South-east Spain. *Journal of Cleaner Production* 296 (2021) 126568.
- Byrne, P., Fournaison, L., Delahaye, A., Oumeziane, Y.A., Serres, L., Loulergue, P., Szymczyk, A., Mugnier, D., Malaval, J.L., Bourdais, R., Gueguen, H., Sow, O., Orfi, J., Mare, T. A review on the coupling of cooling, desalination and solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 47 (2015) 703–717.
- Caldera U., Breyer, C. Assessing the potential for renewable energy powered desalination for the global irrigation sector. *Science of the Total Environment* 694 (2019) 133598.
- El-Sebaili, A.A., El-Bialy, E. Advanced designs of solar desalination systems: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49 (2015) 1198–1212.
- Explorador Solar de Chile n.d. <http://solar.minenergia.cl/>
- Ghaffour, N., Bundschuh, J., Mahmoudi, H., Goosen, M.F.A. Renewable energy-driven desalination technologies: A comprehensive review on challenges and potential applications of integrated systems. *Desalination* 356 (2015) 94–114.
- Golmohamadi, H., Asadi, A. A multi-stage stochastic energy management of responsive irrigation pumps in a dynamic electricity markets. *Applied Energy* 265 (2020) 114804.
- Gude, V.G. Desalination and sustainability – An appraisal and current perspective. *Water Research* 89 (2016) 87–106.
- Hacıfazlıoğlu, M.C., Tomasini, H.R., Bertin, L., Pek, T.Ö., Kabay, N. Concentrate reduction in NF and RO desalination systems by membrane-in-series configuration-evaluation of product water for reuse in irrigation. *Desalination* 466 (2019) 89–96.
- Helal, S. A., Najee, R. J., Hanna, M. O., Shaaban, M. F., Osman, A. H., and Hassan, M. S. An energy management system for hybrid microgrids in remote communities. *IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)* (2017) 1–4.
- Herrera-León, S., Lucay, F.A., Cisternas, L.A. & Kraslawski, A. Applying a multi-objective optimization approach in designing water supply systems for mining industries. The case of Chile. *Journal of Cleaner Production* 210 (2019) 994–1004.
- Hipólito-Valencia, B.J., Mosqueda-Jiménez, F.W., Barajas-Fernández, J., Ponce-Ortega, J.M. Incorporating seawater desalination scheme in the optimal water use in agricultural activities. *Agricultural Water Management* 244 (2021) 106552.
- Jones, E., Qadir, M., Van Vliet, M.T.H., Smakhtin, V., Kang, S. The state of desalination and brine production: A global outlook. *Science of the Total Environment* 657 (2019) 1343–1356.

- Kernan, R., Liu, X., McLoone, S., and Fox, B. Demand side management of an urban water supply using wholesale electricity price. *Applied Energy* 189 (2017) 395–402.
- Khan, M.A.M., Rehman, S., Al-Sulaiman, F.A. A hybrid renewable energy system as a potential energy source for water desalination using reverse osmosis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97 (2018) 456–477.
- Lew, B., Tarnapolski, O., Afigin, Y., Portal, Y., Ignat, T., Yudachev, V., Bick A. Exploratory ranking analysis of brackish groundwater desalination for sustainable agricultural production: A case study of the Arava Valley in Israel. *Journal of Arid Environments* 174 (2020) 104078.
- Li, Q., Yu, S., Al-Sumaiti, A. S., and Turitsyn, K. Micro water–energy nexus: Optimal demand-side management and quasi-convex hull relaxation. *IEEE Transactions on Control of Network Systems* 6(4) (2019) 1313–1322.
- Mkireb, C., Dembele, A., Jouglet, A., and Denooux, T. A linear programming approach to optimize demand response for water systems under water demand uncertainties. *International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)* (2018) 206–211.
- Moazeni, F., Khazaei, J., Pera Mendes, J.P. Maximizing energy efficiency of islanded micro water-energy nexus using co-optimization of water demand and energy consumption. *Applied Energy* 266 (2020) 114863.
- Molinos-Senante, M., González, D. Evaluation of the economics of desalination by integrating greenhouse gas emission costs: An empirical application for Chile. *Renewable Energy* 133 (2019) 1327–1337.
- Multsch, S., Grabowski, D., Lüdering, J., Alquwaizany, A.S., Lehnert, K., Frede, H.-G., Winker, P., Breuer, L. A practical planning software program for desalination in agriculture – SPARE:WATER^{opt}. *Desalination* 404 (2017) 121–131.
- Nayar, K.G., Lienhard V, J.H. Brackish water desalination for greenhouse agriculture: Comparing the costs of RO, CCRO, EDR, and monovalent-selective EDR. *Desalination* 475 (2020) 114188.
- O. Research, *Global Water Desalination Market: 2018–2025 key Industry Insights, Segments, Opportunities, and Forecasts* (2018).
- Pamparana, G., Kracht, W., Haas, J., Díaz-Ferrán, G., Palma-Behnke, R., Román, R. Integrating photovoltaic solar energy and a battery energy storage system to operate a semi-autogenous grinding mill. *Journal of Cleaner Production* 165 (2017) 273–280.
- Prathapaneni, D.R., Detroja, K. Optimal design of energy sources and reverse osmosis desalination plant with demand side management for cost-effective freshwater production. *Desalination* 496 (2020) 114741.
- Rahimi, B., Afzali, M., Farhadi, F., Alamolhoda, A.A. Reverse osmosis desalination for irrigation in a pistachio orchard. *Desalination* 516 (2021) 115236.
- Reca, J., Trillo, C., Sánchez, J.A., Martínez, J., Valera, D. Optimization model for on-farm irrigation management of Mediterranean greenhouse crops using desalinated and saline water from different sources. *Agricultural Systems* 166 (2018) 173–183.
- Serrano-Tovar, T, Peñate Suárez, B., Musicki, A., De la Fuente Bencomo, J.A., Cabello, V., Giampietro, M. Structuring an integrated water-energy-food nexus assessment of a local wind energy desalination system for irrigation. *Science of the Total Environment* 689 (2019) 945–957.
- Shahzad, M.W., Burhan, M., Ang, Li., Ng, K.C. Energy-water-environment nexus underpinning future desalination sustainability. *Desalination* 413 (2017) 52–64.

- Sharon, H., Reddy, K.S. A review of solar energy driven desalination technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (2015) 1080–1118.
- Shatat, M., Riffat, S.B. Water desalination technologies utilizing conventional and renewable energy sources. *International Journal of Low-Carbon Technologies* 9 (2014) 1–19.
- Uche, J., Martínez-Gracia, A., Círez, F., Carmona, U. Environmental impact of water supply and water use in a Mediterranean water stressed region. *Journal of Cleaner Production* 88 (2015) 196–204.
- Vasconcelos Sampaio, P.G., Aguirre González, M.O. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74 (2017) 590–601.

Apéndice 2: Segundo manuscrito

Título: Demand-side Management applied to desalinated seawater supply systems with multiple pumping stations supported by multiple photovoltaic plants: A case study in North Chilean mining industry.

Autores: Luis Vergara-Fernandez (autor correspondiente), Maichel M. Aguayo, Luis Moran, Carlos Obreque.

Manuscrito enviado en su forma original al *Journal of Cleaner Production* el 30 de mayo de 2021.

Demand-side Management applied to desalinated seawater supply systems with multiple pumping stations supported by multiple photovoltaic plants: A case study in North Chilean mining industry

Luis Vergara-Fernandez ^{a,1}, Maichel M. Aguayo ^b, Luis Moran ^{a,c,d}, Carlos Obreque ^e

^a Faculty of Engineering, Universidad de Concepción, Concepción, Chile

^b Facultad de Ingeniería y Tecnología, Universidad San Sebastián, Concepción, Chile

^c Solar Energy Research Center (SERC-Chile), Santiago, Chile

^d Department of Electrical Engineering, Universidad de Concepción, Concepción, Chile

^e Industrial Engineering Department, Universidad del Bío-Bío, Concepción, Chile

ABSTRACT

Mining industry faces great challenges in terms of reducing operating costs and achieving environmentally cleaner production. In this field, electric power and water are two key resources to be managed by mining operations, even more by operations located in remote desertic areas. Desalination of seawater is playing an important role in increasing the sustainability of the productive processes of mining operations. Likewise, photovoltaic solar energy has proven to be one of the most promising technologies to support desalination processes. In addition, Demand-side Management has been in charge of making much better use of the use of renewable energies, making production processes even more sustainable. In this paper, a novel mixed-integer linear programming model is developed, in order to evaluate Demand-side Management in a water supply system made up by a single seawater reverse osmosis plant, multiple pumping stations with reservoirs, and the electrical support of multiple photovoltaic plants connected to the grid. A theoretical case study was considered, which was virtually located in the Atacama Desert, North of Chile, which desalination plant was located in the coastal city of Tocopilla, while the destination of the piping section is a water reservoir located in the Andes mountains, where there are three important copper mining plants. According to the proposed methods, it was found that the annual margin and greenhouse gases emissions decrease when Demand-side Management is applied. Also, in a sensitivity analysis to study the impact on the results if the installed powers of each photovoltaic plant increase proportionally, the results improve even more. This work establishes the basis for the development of future researches in the operation management of water supply systems.

Keywords: Demand-side Management, Sustainable production, Water supply management, Solar energy, Mining industry, Optimization model.

¹ Corresponding author. Faculty of Engineering, Universidad de Concepción, Concepción, Chile.
E-mail address: lvergaraf@udec.cl, luisvergarafernandez@gmail.com (L. Vergara-Fernandez).

1. Introduction

Mining industry faces great challenges in terms of reducing operating costs and achieving its production environmentally cleaner. In this field, electric energy and water are listed as two key resources to be managed, even more by mining operations located in remote desertic areas. The large copper mining industry in the Atacama Desert, North of Chile, is a remarkable case where several mining operations are located in desertic areas, and even far from the coast, and located at considerable altitudes. For example, several important mining operations such as Chuquicamata, Ministro Hales, and Radomiro Tomic are located between 2500 and 3000 metres of altitude, in Andes mountains, Antofagasta region. These examples, among many others in Chile as well as in the world, deserve studies and implementation of operational strategies that aim at a more sustainable production, specifically in the matter of managing the aforementioned key strategic resources. Indeed, electric energy represents around 9% of the operational cost structure in that sector. According to the “National Balance of Energy”, Chile 2018, 34.5% of the national consumption of electrical energy corresponded to mining industry in that year, while 92.8% of that national mining industry consumption corresponded to copper mining. Regarding water resource, according to the “Water Atlas, Chile 2016” report, the Chilean mining sector consumes 3% of the consumptive use of water nationwide. Regarding the origin of the resource, according to the “Projection of Water Consumption in Copper Mining 2019-2030” report, it is projected that in a few years sea water will be the one that most will increase proportionally in mining demand at yearly rates of 9.3%, reaching an expected average consume of 11 m³/s in 2030, while continental water will decrease at -0.6%. Since there are several Chilean copper mining operations in remote areas, not only water treatment but also water transportation will suppose an important item in the cost structure of Chilean mining operations, as far as Chilean mining firms are implementing seawater treatment and transport systems to their mining facilities.

Thus, seawater desalination industry is playing an important role in the development of mining industry. In general terms, desalination is the industrial process in which salt is removed from the water. There has been fast growth in the instalment of desalination facilities in the last three decades (Mata-Torres et al., 2017, and Molinos-Senante and González, 2019), and this industry is projected to experience significant growth as global population and industrialisation increase, becoming a promising alternative to satisfy the demand of freshwater around the world (Gude, 2016). Reverse osmosis is the most energy efficient desalination process, due to having the lowest specific energy consumption (Ghaffour et al., 2015); on the other hand, reverse osmosis desalination plants consume much energy in total, carrying repercussions from both economic and environmental issues (Molinos-Senante and González, 2019). Given this, desalination units powered by solar energy have been able to reduce carbon emissions, making this process increasingly sustainable (Byrne et al., 2015, and Sharon and Reddy, 2015). Among the different power generation technologies for desalination, photovoltaic solar energy stands out as one of the most auspicious (Khan et al., 2018), being today the most widely implemented renewable energy technology in reverse osmosis desalination, especially for large-scale desalination (Ahmed et al., 2019).

By virtue of the geographic context of remote mining operations in Northern Chile, desalinated water distribution systems for remote mining plants are characterised by having multiple pumping stations connected in series along the pipeline. Regarding that, Montorfano et al. (2015) studied a technical-economic project evaluation for a desalinated water supply system for a remote mining operation in Northern Chile, supported by several photovoltaic solar plants, which were strategically located in areas close to the desalination plant and the pumping stations. Similarly, a recent work developed by Herrera-León et al. (2019) studied the feasibility of an integrated desalinated water distribution network for different mining operations and towns in the desertic region of Antofagasta, also supported by solar photovoltaic energy.

In another area, Demand-side Management (DSM) is listed as a strategy to make the operation of production systems more sustainable. In concise terms, DSM consists in actions to change the consumer behaviours to reduce operational energy costs and/or energy consumption, without altering the final production. For example, in water supply systems, as an electric energy consumer, it can vary its operational load (flow rates) in order to reduce its operational costs, without altering the daily demand of water from its customers, which could be a residential community, or an industrial plant such as a mining operation. Regarding studies of DSM applied to long water supply systems, Helal et al. (2017) proposed DSM as a management model to program different power generation technologies in hybrid microgrids for remote residential communities. Kernan et al., (2017) studied DSM taking advantage of the decrease in the marginal cost of electrical energy due to the generation of wind energy. An optimisation model developed by Li et al. (2018) studied DSM in another water network, concluding that power grid flexibility benefits from controllable water loads. A study developed by Mkiereb et al. (2018) conclude the importance of water storage units, that favour the flexibility to the system. Regarding DSM applied to mining processes, stand out the work of Pamparana et al. (2017), who tested the DSM by applying it to the semi-autogenous (SAG) milling process of a mining operation in Northern Chile, by reprogramming the operational load of the SAG mills based on the hardness of the rock throughout the day, considering the availability of photovoltaic and battery storage system (PV-BESS) energy available for own consumption throughout a day. Other previous studies of DSM in mining industry processes to mention, are those made by Badenhorst et al. (2011), Vosloo et al. (2012), and Du Plessis et al. (2013). Note that, on the one hand, none of these aforementioned DSM studies applied to long water supply systems focuses on mining; on the other hand, none of the DSM studies applied to mining focused on long water supply systems.

Consequently, the aim of this paper is to develop a mixed-integer linear programming model able to evaluate DSM in a water supply system made up by a single seawater reverse osmosis (SWRO) plant, and multiple pumping stations connected in series along the pipeline. We also consider water reservoirs before each pumping station (except the first one, which is connected next to the exit of the SWRO plant). A main reservoir is located at the end of the pipeline, where the water is demanded.

Multiple photovoltaic plants connected to the grid were considered, which are distributed near to the SWRO plant, and/or the pumping stations. The reservoirs before each pumping stations, and the multiple photovoltaic plants, allow great flexibility to take advantages of DSM. Our case study consists of a SWRO plant located in a coastal city of the North of Chile, which provides desalinated water several kilometres inland, through the Atacama Desert, towards a mining operation located high up, in the Andes Mountains. DSM results were compared with respect to a base case that assumes a constant operating load (a flow rate measure) of the supply system. This work also delves into the methodological basis established in a manuscript submitted for publication by Vergara-Fernandez et al. (2021), in accordance with the proposals for future research expressed there by the authors.

This paper makes the following contributions: i) it develops a MILP model to optimise the daily economic margin (made up by the costs of energy consume minus sale incomes of photovoltaic energy sold to the grid) of a water supply system with photovoltaic plants, and determines the flow rate values of each pumping station should vary hourly (high time resolution); and ii) it provides a sustainability approach, not limiting itself to a simply economic study, since the environmental benefits of DSM are calculated, based on GHG emissions measured in mass units of CO_{2eq} (Global Warming potential).

2. Methods

For nomenclature purposes, it is necessary to define two terms that from now on will be used several times in this paper: unit and cluster. Generically, we refer to unit as each element of the water supply system that consume electric energy. So, we say that the SWRO plant, and the pumping stations are units of the water supply system. In addition, we refer to cluster as each set of units associated with the same photovoltaic plant. For example, consider the system of Figure 1, which is composed of a SWRO plant, and 3 pumping stations: PS1, PS2, and PS3; and there are two photovoltaic plants: PV1, and PV2. PV1 is connected to the SWRO plant and the PS1 unit, and PV2 is connected to the PS2 and PS3 units. So, the set composed by SWRO plant and PS1 is the Cluster 1, for these units are connected to PV1, and the set composed by PS2 and PS3 is the Cluster 2, for these units are connected to PV2. It should be noted that each unit is connected to only one photovoltaic plant at time, and all photovoltaic plants are connected to the grid (the same happen in our case study).

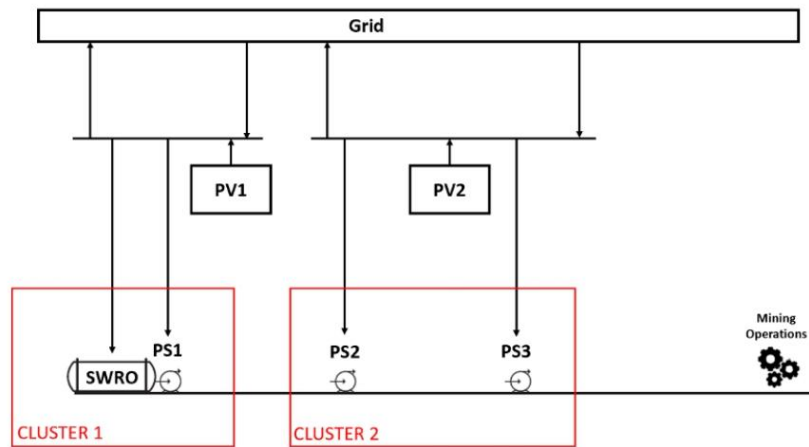


Figure 1: Conceptual diagram of a water system example with its electrical connections.

2.1. Optimisation Model

The optimisation responds mainly to the decision of how much flow rate should be assigned to each unit in each hour, and how the energy from the photovoltaic plants should be distributed to each unit (in case the cluster has got more than one unit).

The symbology used in the optimisation model is shown in Table 1 and Table 2 for parameters and decision variables, respectively. Table 3 shows the symbology used in other mathematical expressions.

Table 1: Sets and parameters

Symbol	Description	Unit
I	Set of units of the water supply system.	-
J	Set of photovoltaic plants.	-
K	Set of flow rate values.	-
T	Set of hours.	-
R	Water demanded by the mining operation.	m^3/s
$VPSini_i$	Initial volume of water in the reservoir of the pump station i .	m^3
$VPSmax_i$	Maximum volumetric capacity of the reservoir of the pump station i .	m^3
$VRini$	Initial volume of water in the reservoir of the mining operation.	m^3
$VRmax$	Maximum volumetric capacity of the reservoir of the mining operation.	m^3
$VRout$	Hourly volume of water withdrawn by the mining operation.	m^3
Q_k	Flow rate corresponding to case k .	m^3/s
$PQ_{i,k}$	Power-Flow ratio in unit i , for each case k of flow rate.	$\text{W}/(\text{m}^3/\text{s})$
$PV_{j,t}$	Electricity generated by the photovoltaic plant j , on the hour t .	W
$A_{i,j}$	Indicator of the existence of electrical connections between units i and plants j .	(adim.)
C_{grid}	Unit cost of electricity purchases from the power grid.	US\$/Wh
P_{sell}	Unit price of electricity sales from the photovoltaic plant's generation.	US\$/Wh
SH	The 3,600 seconds of an hour (used to convert flow rates into volumes).	s
dt	Time step length, that is 1 hour (used to convert power units into energy units).	h

Table 2: Decision variables

Symbol	Description	Unit
$q_{i,t}$	Flow rate that must be produced or pumped by unit i at hour t .	m^3/s
$vps_{i,t}$	Net volume present in the reservoir of the pumping station i at hour t .	m^3
$vr_{i,t}$	Net volume present in the reservoir of the mining operation at hour t .	m^3
$s_{i,k,t}$	Flow rate selector for unit i at hour t (binary variable).	-
$p_{i,t}$	Electric power required by unit i at hour t .	W
$ppi_{i,t}$	Electric power that must be purchased from the power grid by unit i at hour t .	W
$pvi_{ij,t}$	Part of the power generated by the photovoltaic plant j that is injected into the unit i at hour t .	W
pvo_{jt}	Part of the power generated by the photovoltaic plant j that is sold to the power grid at hour t .	W

Table 3: Other symbols

Symbol	Description	Unit
P_i	Electric power required by each unit i in case of Q_k flow rate value.	Wh
$UCSO$	Unit energy consumption of the SWRO plant.	Wh/m ³
ρ	Water mass density.	kg/m ³
g	Acceleration of gravity.	m/s ²
Z_i	Height difference between units i and $i+1$, or i and the reservoir of the mining operation in case of $i = I$.	m
f	Darcy's friction factor.	-
L_i	Horizontal distance between units i and $i+1$, or i and the reservoir of the mining operation in case of $i = I$.	m
D_i	Diameter of the pipeline between units i and $i+1$, or i and the reservoir of the mining operation in case of $i = I$.	m
η_i	Net efficiency of pump station i .	-

The MILP model is presented as follows:

$$\text{Minimise } F = C_{Grid} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} (pp_{i,t} dt) - P_{Sell} \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (pvo_{j,t} dt) \quad (1)$$

Subject to:

(Water constraints)

$$\sum_{t \in T} q_{i,t} \geq R |T|, \quad \forall i \in I \quad (2)$$

$$q_{0,t} = q_{1,t}, \quad \forall t \in T \quad (3)$$

$$q_{i,1} = q_{i,T}, \quad \forall i \in I \quad (4)$$

$$vps_{0,t} = vps_{1,t}, \quad \forall t \in T \quad (5)$$

$$vps_{i,1} = VPSini + SH q_{i-1,1} - SH q_{i,1}, \quad \forall i \in I: i > 0 \quad (6)$$

$$vps_{i,t} = vps_{i,t-1} + SH q_{i-1,1} - SH q_{i,t}, \quad \forall i \in I: i > 0, \forall t \in T: t > 1 \quad (7)$$

$$0 \leq vps_{i,t} \leq VPSmax, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (8)$$

$$vps_{i,1} = vps_{i,T}, \quad \forall i \in I \quad (9)$$

$$vr_1 = VRini + SH q_{1,1} - VRout \quad (10)$$

$$vr_t = vr_{t-1} + SH q_{i,t} - VRout, \quad \forall t \in T: t > 1 \quad (11)$$

$$0 \leq vr_t \leq VRmax, \quad \forall t \in T \quad (12)$$

$$vr_1 = vr_T \quad (13)$$

(Energy constraints)

$$PV_{j,t} = pv_{o_{j,t}} + \sum_{i \in I} (A_{i,j} pvi_{i,j,t}), \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (14)$$

$$p_{i,t} = pp_{i,t} + \sum_{j \in J} (A_{i,j} pvi_{i,j,t}), \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (15)$$

(Water-Energy constraints)

$$p_{i,t} dt \geq dt \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k PQ_{i,k}), \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (16)$$

$$q_{i,t} = \sum_{k \in K} (s_{i,k,t} Q_k), \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (17)$$

$$\sum_{k \in K} s_{i,k,t} = 1, \quad \forall t \in T \quad (18)$$

The objective function F in equation (1) minimises the daily margin of hourly costs of purchased electric energy from the grid to all the all i units, minus the hourly sales of the portions of photovoltaic energy generated by the all j photovoltaic plants that are not injected into the water supply system.

The constraints have been classified into three main groups, according to the nature of the parameters and decision variables that compose them: i) Water constraints, for constraints (2) to (13); ii) Energy constraints, for constraints (14), and (15); and iii) Water-Energy constraints, for constraints (16) to (18). Regarding Water constraints, constraints (2) to (4) are related to flow rates, constraints (5) to (9) are related to water volumes in reservoirs of pumping stations, and constraints (10) to (13) are related to water volumes in reservoir of the mining operation; notice that constraints (4), (9), and (13) guarantee that the operation of the water supply system ends the day in the same conditions as it started, which allows consistence for projecting the daily results obtained in the optimisation to monthly results. About Energy constraints, constraint (14) establishes a balance of electricity generated by a photovoltaic plant j with respect to the electricity it sells, and the electricity injected into the units i to which that photovoltaic plant is connected, while constraint (15) establishes a balance of electricity demanded by a unit i with respect to the electricity purchased from the grid and injected into that unit, and the electricity injected from the photovoltaic plant j which that unit i is connected; $PV_{j,t}$ values were obtained following the methodology presented in the document Photovoltaic Generation Model, prepared by the Energy Centre of the Faculty of Physics Sciences and Mathematics, University of Chile. Finally, regarding to Water-Energy constraints, constraint (16) allows to calculate the mount of electric energy that the unit i demands during the hour t (notice

that dt parameter is only for the purpose of leaving the constraint in terms of energy instead of power), given the flow rate selected in constraint (17), which is a single value among the k possible flow rates, as that is restricted by constraint (18).

The Q_k parameter values were defined according to the case study. $PQ_{i,k}$ values depend of each unit i , and they are obtained by previously calculating the electricity demand P_i corresponding to each Q_k , according to equation (19) in case of desalination plant ($i = 0$), and equation (20) in case of pumping stations ($i > 0$). These equations were deduced from the work carried out by Herrera-León et al. (2019). Then, $PQ_{i,k}$ values are finally calculated by solving in equation (21).

$$P_{i=0} dt = UCSO Q_k, \quad \forall k \in K \quad (19)$$

$$P_{i>0} dt = \left(\frac{\rho \cdot 8 \cdot f \cdot L_i}{\eta_i \cdot D_i^5} Q_k^3 + \frac{\rho \cdot g \cdot Z_i}{\eta_i} Q_k \right) dt, \quad \forall k \in K \quad (20)$$

$$PQ_{i,k} = \frac{P_i}{Q_k}, \quad \forall i \in I, \forall k \in K \quad (21)$$

where $UCSO$ assumes a value of 3,100 Wh/m³, ρ is 1,000 kg/m³, f is 0.03 (assumed constant), and g is 9.8 m/s². The other parameter values of these equations depend on each case study.

2.2. Environmental benefits calculation

The environmental benefits by applying DSM were measured as the percentual variation between the hourly-daily GHG emissions when DSM is applied, with respect to the base case without DSM. Taking into account that national energy matrices are not fully renewables, the decrease of consumption of energy purchased due to DSM implies a reduction in GHG emissions from the operation of the entire water supply system. Thus, a successful application of DSM in this case should mean both economic, and environmental benefits, favouring a sustainable and cleaner production for the industry.

GHG emissions are function of the electricity purchased from the grid, and the electricity generated by the photovoltaic plants, during the operation of the water supply system. Thus, the hourly and daily GHG emissions were calculated according to equations (22), and (23), respectively.

$$GHG Emissions_t = UGHG_{Grid} \sum_{i \in I} pp_{i,t} + UGHG_{PV} \left(\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} pvi_{i,j,t} + \sum_{j \in J} pvo_{j,t} \right), \forall t \in T \quad (22)$$

$$GHG\ Emissions_{Day} = \sum_{t \in T} GHG\ Emissions_t \quad (23)$$

where $UGHG_{Grid}$, and $UGHG_{PV}$ are the unitary GHG emissions rates of the grid, and the photovoltaic plants, respectively.

2.3. Sensitivity analysis

A sensitivity analysis was carried out to study the impact on the objective solutions if the installed powers of each photovoltaic plant were proportionally higher with respect to the base case, meaning an increase in photovoltaic energy generation. In the sensitivity analysis of this study, the installed power of photovoltaic plants was increased by 20%.

2.4. Case study

The optimisation model was applied to a theoretical case study, based on a part of the work of Herrera-León et al. (2019). The water system of this case study is located in the Antofagasta region, North of Chile, starting in the coastal city of Tocopilla, where the desalination plant is located, then the pipeline that crosses the Atacama Desert from west to east, passing through the Loa River, until reaching the Andes Mountain range, in the vicinity of three CODELCO mining operations, which are Chuquicamata, Radomiro Tomic, and Ministro Hales. The unit energy consumption of the SWRO plant is 3.1 kWh/m³. As is shown in Figure 2, the SWRO plant is identified as RO, the pumping stations as PS (with its correlative number), and the mining reservoir as R, while Table 4 shows the linear distances in kilometres, and height differences in metres, between each unit of the water system to its next one.



Figure 2: Case study (adapted from Herrera-León et al., 2019).

Table 4: Linear distances and height differences between each unit (adapted from Herrera-León et al., 2019).

Section	Linear distance (km)	Height difference (m)
From RO and PS1 to PS2	8.34	660
From PS2 to PS3	14.5	560
From PS3 to PS4	50	40
From PS4 to PS5	53	445
From PS5 to mining operation	44	695

For all piping sections of the line, a pipe diameter (D_i) is 1.68 m, due to commercial availability. The efficiency (η_i) for all pumping stations is 80%. The flow rate demanded by the mining operation (R) is $1 \text{ m}^3/\text{s}$. Therefore, considering also that the time resolution of this work is 1 h (i.e., 3,600 s), a constant water withdrawal ($VRout$) of $3,600 \text{ m}^3$ was considered, valid for all seasons of the year. Now, for the purposes of the DSM, when it is applied, this flow rate of $1 \text{ m}^3/\text{s}$ is also interpreted as the average daily flow demanded (R).

Four flow rate values close to R were supposed for each unit of the water supply system. These flow rates were 0.9, 1.0, 1.1, and $1.2 \text{ m}^3/\text{s}$, which correspond to the respective parameters Q_k . Thus, considering all the above information, the $PQ_{i,k}$ values are defined from the data shown in Table 5 (note that power units are given in kW here).

Table 5: Input data for Water-Energy constraints according to case study.

Unit	Q_k (m ³ /s)	P_i (kW)	PQ_{jk} (kW/(m ³ /s))
RO	0.9	2.79	3.10
	1.0	3.10	3.10
	1.1	3.41	3.10
	1.2	3.72	3.10
PS1	0.9	7,412.79	8,236.43
	1.0	8,271.96	8,271.96
	1.1	9,142.34	8,311.22
	1.2	10,025.06	8,354.22
PS2	0.9	6,410.96	7,123.29
	1.0	7,185.04	7,185.04
	1.1	7,978.63	7,253.30
	1.2	8,793.68	7,328.06
PS3	0.9	1,258.09	1,397.88
	1.0	1,610.84	1,610.84
	1.1	2,030.84	1,846.22
	1.2	2,524.82	2,104.01
PS4	0.9	5,772.25	6,413.61
	1.0	6,639.34	6,639.34
	1.1	7,577.73	6,888.84
	1.2	8,594.53	7,162.11
PS5	0.9	8,381.42	9,312.69
	1.0	9,500.09	9,500.09
	1.1	10,677.95	9,707.22
	1.2	11,920.90	9,934.08

The input data relative to reservoirs had to be arbitrarily defined, but according to the flow rate ranges, and distances between each pumping station. The maximum volumes considered for each reservoir were 2,000 m³ in PS2 and PS3, 5,000 m³ in PS4 and PS5, and 10,000 m³ in the mining operation. All initial volumes correspond to half of the maximum volumes of each reservoir unit.

There are three photovoltaic plants (thus, the system is composed of three clusters), which location were chosen in relative proximity to each unit of the water treatment and transport system (Table 6), not assuming any other constraints about, for example, shadow obstructions of other elements, but only topographic (offered by the Solar Explorer database). Thus, PV1 plant injects power to the cluster conformed by RO, PS1, PS2, and PS3 units, PV2 plant injects to the cluster conformed by PS4 unit only, and PV3 plant injects power to the cluster conformed by PS5 unit only (Figure 3). 50 MWp of total installed power were considered arbitrarily (it should be remembered here that the scope of this research is not defined to solve sizing issues), distributed proportionally in 25 MWp for Cluster 1, 10 MWp for Cluster 2, and 15 MWp for Cluster

3, according to the distribution of the energy demand of the system among its clusters, given mainly by the number of units in each cluster, and the differences of distance and height between the units; therefore, the installed powers considered in the sensitivity analysis for PV1, PV2, and PV3, were 30, 12, and 18 MWp, respectively.

Table 6: Localisation of each photovoltaic plant in the case study.

PV plant	Latitude	Longitude	Elevation (km)
PV 1	22.1187 °S	17.0640 °O	1.09
PV 2	22.2513 °S	69.5778 °O	1.17
PV 3	22.2631 °S	69.4276 °O	1.38

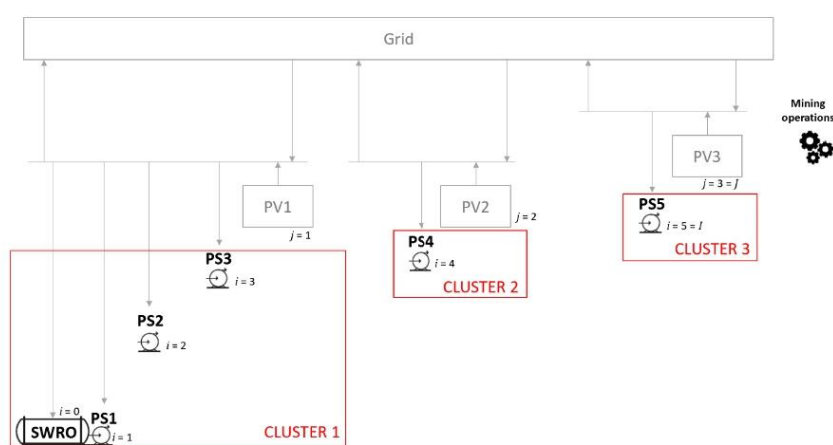


Figure 3: Conceptual diagram of the case study.

The cost of purchasing energy from the Chilean grid is 0.1 US\$/kWh, and the sale price of energy generated is 0.07 US\$/kWh, according to data provided by Herrera-León et al. (2019), and Pamparana et al. (2017), respectively.

For the environmental analysis, the unitary GHG emissions rate of the Chilean grid is 542.74 g CO_{2eq}/kWh (due to the information in Table 7), and the rate of photovoltaic plants is 1.42 g CO_{2eq}/kWh. For the purposes of this study mentioned above, the average GHG unit emissions of the Chilean electricity grid were considered as a constant for every hour.

Table 7: Percentual participation by energy source types in the Chilean power grid (adapted from Herrera-León et al., 2019).

Energy source by type	Participation in the Chilean power grid
Coal	40%
Hydroelectric	33%
Natural gas	16%
Biomass	3%
Oil	3%
Wind	3%
Solar (PV)	3%

3. Results and discussion

To solve the model, the software IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.8.0 was used on an Apple MacBook Air computer with Intel Core i5-1030NG7 Quad-Core CPU running at 1.10 GHz, and 8 GB RAM LPDDR4X running at 3.733 GHz, on Microsoft Windows 10 Home 64 bits. All hourly-daily results for each month (base case study, and sensitivity analysis case) were obtained in less than 60 s.

3.1. Main results of the base case

The main economic results shown in Table 8 and the environmental results shown in Table 9 were obtained evaluating scenarios with and without DSM, according to the photovoltaic energy generation in each month. The evaluation of the scenarios without DSM was done by making $s_{i,k,t} = 1$ for all $k = 2$, thus establishing the flow rate at $1 \text{ m}^3/\text{s}$ for all cases.

Table 8: Main economic results of the base case.

Months	Daily margin value without DSM (US\$)	Daily optimal margin value with DSM (US\$)	Var. (%)
January	47,234.92	46,571.35	-1.40
February	48,625.41	48,055.91	-1.17
March	51,062.23	50,678.24	-0.75
April	55,145.15	55,100.07	-0.08
May	59,289.37	59,289.37	-0.00
June	61,199.48	61,199.48	-0.00
July	60,226.91	60,226.91	-0.00
August	56,855.88	56,845.90	-0.20
September	52,269.70	52,012.91	-0.49
October	48,742.82	48,141.20	-1.23
November	46,988.27	46,270.68	-1.53
December	46,163.77	45,426.09	-1.60

Table 9: Environmental results of the base case.

Months	Daily PV generation (kWh)	Daily purchased electricity without DSM (kWh)	Total daily GHG emissions without DSM (t CO _{2eq})	Daily purchased electricity with DSM (kWh)	Total daily GHG emissions with DSM (t CO _{2eq})	Var. (%)
January	333,763	493,497	268.31	467,076	253.97	-5.34
February	318,560	504,372	274.20	481,978	262.04	-4.43
March	291,441	522,325	283.90	507,086	275.63	-2.91
April	246,391	553,303	300.65	551,001	299.40	-0.42
May	204,155	592,894	322.08	592,894	322.01	-0.00
June	185,054	611,995	332.42	611,995	332.42	-0.00
July	194,780	602,269	327.52	602,269	327.15	-0.00
August	228,708	569,068	309.18	568,459	308.85	-0.11
September	277,763	530,656	288.40	520,129	282.69	-1.98
October	317,833	506,589	275.40	482,309	262.22	-4.78
November	337,095	493,049	268.08	463,945	252.28	-5.89
December	345,563	485,325	263.90	455,901	247.93	-6.05

Annual economic results reported a margin of US\$ 19,286,442.20 for case without DSM, and an optimal margin of US\$ 19,165,610.04 for case with DSM, that means an annual variation of -0.63%, representing a difference of US\$ 120,832.17 in annual savings if DSM is applied. On the other hand, annual environmental results reported a GHG emissions value of 106,911.27 t CO_{2eq} for case without DSM, and 104,273.46 t CO_{2eq} for case with DSM, that means an annual variation of -2.47%, representing a difference of 2,637.81 t CO_{2eq} emissions avoided.

Notice that for base case there were no percentual variations from May to July. The reason for this is because the average photovoltaic generation in that months (from late autumn to early winter seasons) is insufficient to cover (and of course exceed) the energy demanded by the cluster connected to that plant, so there was no reason for the water supply system to reconfigure its operational load. By virtue of the above, the size of the photovoltaic plants, by concept of their installed powers, is an important parameter to consider into the evaluation of the feasibility of performing DSM to a system of this nature.

3.2. *Hourly-daily specific results for the base case: Example for one month*

Hourly-daily detailed results of the month of December are shown. According to the geographical situation of Chile (southern hemisphere), December coincides with the summer solstice, when the highest values of photovoltaic generation are obtained, providing in that month the greatest difference between the optimal value with DSM in comparison with the case without DSM.

Graphics in Figure 4 show the hourly-daily optimal flow rates when DSM is applied, in comparison (see horizontal line) with the standard operation without DSM (0:00 h means the starting point of $t = 1$, and so on). According to the optimisation model, the operation profile of the SWRO plant is the same as that of PS1. Graphics in Figure 5 show the hourly-daily current volumes in each reservoir of the system, from PS2 to mining operation. Graphics in Figure 6 show paired comparisons of energy profiles (demands of energy, purchases, photovoltaic generation, and injections and sales of photovoltaic energy) for case without DSM versus case with DSM, for each cluster. Finally, Table 10 show how electricity generated by photovoltaic plan PV1 is hourly distributed by selling to the grid, and by injecting to the units that each one is connected (for Cluster 1 is the only one that contains multiple units connected to the photovoltaic plant).

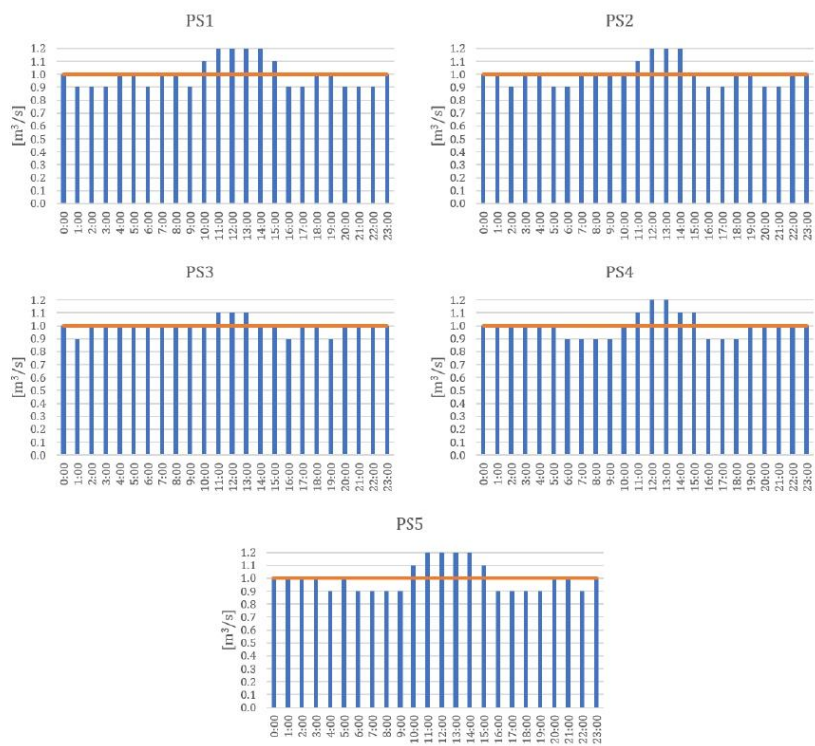


Figure 4: Hourly flow rates according to optimal operational load in comparison with base case (month of December).

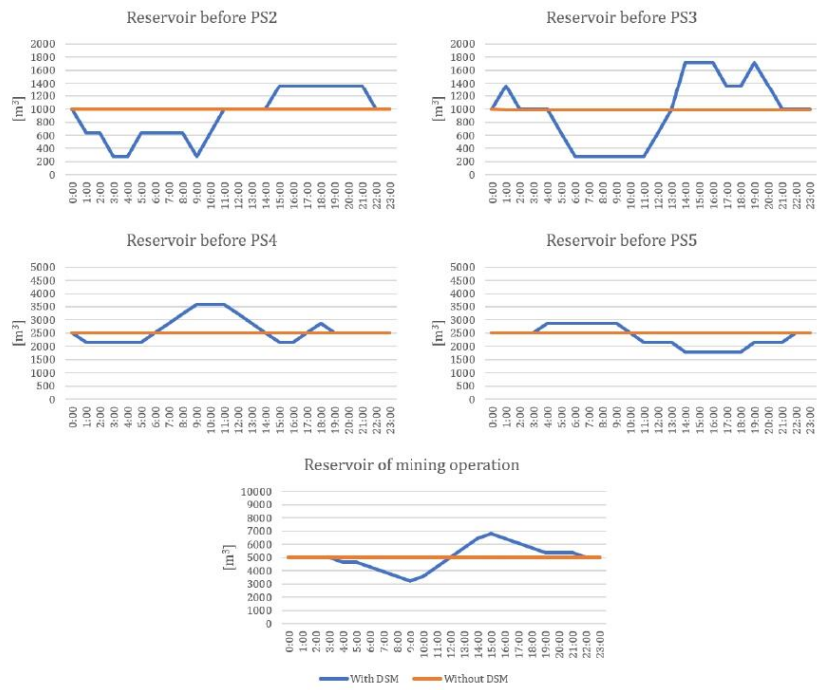


Figure 5: Hourly water volumes in reservoirs before each pumping station (except PS1) and mining operation (month of December).



Figure 6: Energy profiles by Clusters for cases without and with DSM (month of December).

Table 10: Photovoltaic electricity injection detailed by units, case with DSM (Cluster 1 only).

Hours	PV1 electricity generation (kWh)	RO electricity demand (kWh)	PV1 injection into RO (kWh)	PS1 electricity demand (kWh)	PV1 injection into PS1 (kWh)	PS2 electricity demand (kWh)	PV1 injection into PS2 (kWh)	PS3 electricity demand (kWh)	PV1 injection into PS3 (kWh)	Cluster 1 demand (kWh)	Total PV1 injection (kWh)	PV1 electricity sold (kWh)
0:00	0.00	3.10	0.00	8,271.96	0.00	7,185.04	0.00	1,610.84	0.00	17,070.94	0.00	0.00
1:00	0.00	2.79	0.00	7,412.79	0.00	7,185.04	0.00	1,258.09	0.00	15,858.72	0.00	0.00
2:00	0.00	2.79	0.00	7,412.79	0.00	6,410.96	0.00	1,610.84	0.00	15,437.38	0.00	0.00
3:00	0.00	2.79	0.00	7,412.79	0.00	7,185.04	0.00	1,610.84	0.00	16,211.47	0.00	0.00
4:00	0.00	3.10	0.00	8,271.96	0.00	7,185.04	0.00	1,610.84	0.00	17,070.94	0.00	0.00
5:00	0.00	3.10	0.00	8,271.96	0.00	6,410.96	0.00	1,610.84	0.00	16,296.86	0.00	0.00
6:00	0.00	2.79	0.00	7,412.79	0.00	6,410.96	0.00	1,610.84	0.00	15,437.38	0.00	0.00
7:00	3,510.51	3.10	0.00	8,271.96	0.00	7,185.04	3,510.51	1,610.84	0.00	17,070.94	3,510.51	0.00
8:00	8,671.11	3.10	3.10	8,271.96	0.00	7,185.04	7,057.17	1,610.84	1,610.84	17,070.94	8,671.11	0.00
9:00	13,355.36	2.79	2.79	7,412.79	7,412.79	7,185.04	4,328.93	1,610.84	1,610.84	16,211.47	13,355.36	0.00
10:00	17,249.83	3.41	3.41	9,142.34	8,450.53	7,185.04	7,185.04	1,610.84	1,610.84	17,941.64	17,249.83	0.00
11:00	20,067.98	3.72	3.72	10,025.06	10,025.06	7,978.63	7,978.63	2,030.84	2,030.84	20,038.26	20,038.26	29.72
12:00	20,620.80	3.72	3.72	10,025.06	10,025.06	8,793.68	8,561.18	2,030.84	2,030.84	20,853.30	20,620.80	0.00
13:00	20,620.80	3.72	3.72	10,025.06	10,025.06	8,793.68	8,561.18	2,030.84	2,030.84	20,853.30	20,620.80	0.00
14:00	20,427.21	3.72	3.72	10,025.06	10,025.06	8,793.68	8,787.58	1,610.84	1,610.84	20,433.30	20,427.21	0.00
15:00	17,845.41	3.41	3.41	9,142.34	9,046.12	7,185.04	7,185.04	1,610.84	1,610.84	17,941.64	17,845.41	0.00
16:00	14,118.75	2.79	2.79	7,412.79	6,446.91	6,410.96	6,410.96	1,258.09	1,258.09	15,084.63	14,118.75	0.00
17:00	9,611.62	2.79	2.79	7,412.79	1,587.03	6,410.96	6,410.96	1,610.84	1,610.84	15,437.38	9,611.62	0.00
18:00	4,886.45	3.10	0.00	8,271.96	0.00	7,185.04	4,886.45	1,610.84	0.00	17,070.94	4,886.45	0.00
19:00	2,381.40	3.10	3.10	8,271.96	0.00	7,185.04	1,120.20	1,258.09	1,258.09	16,718.20	2,381.40	0.00
20:00	0.00	2.79	0.00	7,412.79	0.00	6,410.96	0.00	1,610.84	0.00	15,437.38	0.00	0.00
21:00	0.00	2.79	0.00	7,412.79	0.00	6,410.96	0.00	1,610.84	0.00	15,437.38	0.00	0.00
22:00	0.00	2.79	0.00	7,412.79	0.00	7,185.04	0.00	1,610.84	0.00	16,211.47	0.00	0.00
23:00	0.00	3.10	0.00	8,271.96	0.00	7,185.04	0.00	1,610.84	0.00	17,070.94	0.00	0.00

3.3. Main results for the sensitivity analysis case

Analogously with respect to the base case, the main results of the sensitivity analysis are shown in Table 11 for economical results, and Table 12 for environmental results.

Table 11: Main economic results of the sensitivity analysis case.

Months	Daily margin value without DSM (US\$)	Daily optimal margin value with DSM (US\$)	Var. (%)
January	41,914.76	40,837.41	-2.57
February	43,372.29	42,377.23	-31.00
March	46,317.95	45,428.78	-1.92
April	50,921.89	50,352.08	-1.12
May	55,418.22	55,269.17	-0.27
June	57,534.94	57,513.48	-0.04
July	56,421.40	56,362.80	-0.10
August	52,664.55	52,274.92	-0.74
September	47,681.82	46,875.10	-1.69
October	43,687.62	42,653.76	-2.37
November	41,660.16	40,543.04	-2.68
December	40,674.91	39,550.91	-2.76

Table 12: Environmental results of the sensitivity analysis case.

Months	Daily PV generation (kWh)	Daily purchased electricity without DSM (kWh)	Total daily GHG emissions without DSM (t CO _{2eq})	Daily purchased electricity with DSM (kWh)	Total daily GHG emissions with DSM (t CO _{2eq})	Var. (%)
January	400,516	471,914	256.70	426,855	232.24	-9.53
February	383,559	480,932	261.57	439,446	239.05	-8.61
March	349,731	500,188	271.97	463,410	252.01	-7.34
April	295,669	527,510	286.72	504,493	274.23	-4.36
May	244,986	559,128	303.81	553,112	300.54	-1.07
June	222,065	576,202	313.04	575,211	312.51	-0.17
July	233,736	566,316	307.69	563,756	306.30	-0.45
August	275,527	538,601	292.71	523,134	284.32	-2.87
September	333,316	507,350	275.83	474,030	257.75	-6.56
October	381,399	486,404	264.53	443,795	241.41	-8.74
November	404,514	472,756	257.16	426,282	231.93	-9.81
December	414,676	463,626	252.22	416,299	226.53	-10.18

Annual economic results reported a margin of US\$ 17,598,469.74 for case without DSM, and an optimal margin of US\$ 17,348,783.41 for case with DSM, that means an annual variation of -1.42%, representing a difference of US\$ 249,686.33 in annual savings if DSM is applied. On the other hand, annual environmental results reported a GHG emissions value of 101,744.95 t CO_{2eq} for case without DSM, and

96,129.79 t CO_{2eq} for case with DSM, that means an annual variation of -5.52%, representing a difference of 5,615.17 t CO_{2eq} emissions avoided.

In comparison to the base case study, the percentual variation of annual margin values, case without DSM, was -8.75%, while the percentual variation of optimal annual margin values, case with DSM, improved to -9.48%. On the side of environmental results, the percentual variation of annual GHG emissions, case without DSM, was -4.83%, while the percentual variation in case with DSM improved to -7.81%.

4. Conclusions

A MILP optimisation model was presented in order to minimise the cost margin of electrical energy, minus the renewable energy that is sold to the grid. The problem addressed in this work is not only framed in the search for a purely economic benefit (objective function), but also environmental, since it has been proven that economic optimisation implies an improvement in the values of GHG emissions, due to the integration of renewable energies.

The proposed mathematical model allows DSM to be individually applied to each of the different units of water treatment and transport line. This is distinguished from other works reviewed in the literature, since our case study considers reservoirs not only at the end of the line (in the mining operation), but also takes into account its own reservoir for each pumping station. Another important aspect that contributes to the novelty of this model is the incorporation of various photovoltaic plants, providing greater independence to each unit when DSM is applied. Furthermore, according to the sensitivity analyses, we have verified that the size of the photovoltaic plants, relative to their installed power specifications, contributes significantly to the beneficial effects of the DSM.

By virtue of the above, this research is a relevant contribution for the study of the operational management to improve the sustainability of water supply systems for the industrial sector, given also the relevance of the problem combined with the case studied. As future research, we suggest that this problem be approached from a stochastic scope, in order to study particular cases subject to weather uncertainties. Another approach for the future of this matter of research is taking into consideration, on the one hand, multiple water customers along the line, and, on the other hand, multiple lines, such as a water supply network.

The methodology proposed in this research establishes the basis of future studies that may be applied to other activities, such as agriculture or residential sector, and taking into account other sources of renewable energy depending on the context of each production system to be studied in particular. For this reason, we also recommend deepening in this matter of study by making multi-objective optimisation approaches, integrating economic, environmental, and other aspects in one mathematical model.

Acknowledgements

The authors thank ANID for the financial support given through the Project FONDAP No. 15110019.

References

- Ahmed, F. E., Hashaikeh, R., and Hilal, N. (2019). Solar powered desalination – Technology, energy and future outlook. *Desalination*, 453:54 – 76.
- Badenhorst, W., Zhang, J., and Xia, X. (2011). Optimal hoist scheduling of a deep level mine twin rock winder system for demand side management. *Electric Power Systems Research*, 81:1088–1095.
- Byrne, P., Fournaison, L., Delahaye, A., Ait Oumeziane, Y., Serres, L., Loulergue, P., Szymczyk, A., Mugnier, D., Malaval, J.-L., Bourdais, R., Gueguen, H., Sow, O., Orfi, J., and Mare, T. (2015). A review on the coupling of cooling, desalination and solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47:703 – 717.
- COCHILCO. Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2019-2030.
- Du Plessis, G. E., Liebenberg, L., and Mathews, E. H. (2013). Case study: The effects of a variable flow energy saving strategy on a deep-mine cooling system. *Applied Energy*, 102:700 – 709. Special Issue on Advances in sustainable biofuel production and use - XIX International Symposium on Alcohol Fuels - ISAF.
- Explorador Solar de Chile n.d. <http://solar.minenergia.cl/>
- Ghaffour, N., Bundschuh, J., Mahmoudi, H., and Goosen, M. F. (2015). Renewable energy-driven desalination technologies: A comprehensive review on challenges and potential applications of integrated systems. *Desalination*, 356:94 – 114.
- Gude, V. G. (2016). Desalination and sustainability – an appraisal and current perspective. *Water Research*, 89:87 – 106.
- Helal, S. A., Najee, R. J., Hanna, M. O., Shaaban, M. F., Osman, A. H., and Hassan, M. S. (2017). An energy management system for hybrid microgrids in remote communities. In 2017 IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), pages 1–4.
- Herrera-León, S., Lucay, F. A., Cisternas, L. A., and Kraslawski, A. (2019). Applying a multi-objective optimization approach in designing water supply systems for mining industries. The case of Chile. *Journal of Cleaner Production*, 210:994 – 1004.
- Kernan, R., Liu, X., McLoone, S., and Fox, B. (2017). Demand side management of an urban water supply using wholesale electricity price. *Applied Energy*, 189:395 – 402.
- Khan, M. A., Rehman, S., and Al-Sulaiman, F. A. (2018). A hybrid renewable energy system as a potential energy source for water desalination using reverse osmosis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97:456 – 477.
- Li, Q., Yu, S., Al-Sumaiti, A. S., and Turitsyn, K. (2019). Micro water–energy nexus: Optimal demand-side management and quasi-convex hull relaxation. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 6(4):1313–1322.
- Mata-Torres, C., Escobar, R. A., Cardemil, J. M., Simsek, Y., and Matute, J. A. (2017). Solar poly-generation for electricity production and desalination: Case studies in Venezuela and northern Chile. *Renewable Energy*, 101:387 – 398.
- Ministerio de Energía, 2020. Balance Nacional de Energía 2018. *Energía Abierta*, Comisión Nacional de Energía (CNE), Ministerio de Energía, Chile.
- Ministerio de Obras Públicas, 2015. Atlas del Agua 2016. Dirección General de Aguas (DGA), Ministerio de Obras Públicas, Chile.

- Mkireb, C., Dembele, A., Jouglet, A., and Denoeux, T. (2018). A linear programming approach to optimize demand response for water systems under water demand uncertainties. In 2018 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE), pages 206–211.
- Molinos-Senante, M. and González, D. (2019). Evaluation of the economics of desalination by integrating greenhouse gas emission costs: An empirical application for Chile. *Renewable Energy*, 133:1327 – 1337.
- Montorfano, M., Sbarbaro, D., and Moran, L. (2015). Economic and technical evaluation of solar assisted water pump stations for mining applications: A case of study. In 2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, pages 1–5.
- Pamparana, G., Kracht, W., Haas, J., Díaz-Ferrán, G., Palma-Behnke, R., and Román, R. (2017). Integrating photovoltaic solar energy and a battery energy storage system to operate a semi-autogenous grinding mill. *Journal of Cleaner Production*, 165:273 – 280.
- Sharon, H. and Reddy, K. (2015). A review of solar energy driven desalination technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41:1080 – 1118.
- Vergara-Fernandez, L., Aguayo, M.M., Moran, L., and Obreque, C. (2021). Demand-side Management applied to desalinated water supply systems supported by a solar photovoltaic plant: A case study in North Chilean agricultural industry. Manuscript submitted for publication.
- Vosloo, J., Liebenberg, L., and Velleman, D. (2012). Case study: Energy savings for a deep-mine water reticulation system. *Applied Energy*, 92:328 – 335.

Apéndice 3: Resultados individuales para la variable de decisión de caudales horarios óptimos en cada unidad, para el mes de diciembre, escenario base, de los resultados del segundo caso de estudio

La Tabla 9 muestra un ejemplo de cómo el programa IBM ILOG CPLEX Studio reporta sus resultados tabulados de las variables de decisión óptimas. Se ha escogido mostrar la familia de las variables de caudales óptimos para la hora t en cada unidad i del sistema (valores óptimos para las variables $q_{i,t}$), dada su relevancia para el tomador de decisiones al momento de efectuar el DSM. Este caso corresponde al mes de diciembre, escenario base (previo al análisis de sensibilidad), de los resultados actualizados para el segundo caso de estudio. Obsérvese que estos valores son los que se muestran graficados en las Figuras 15–19 de la sección 3.3.2.

Tabla 9

Caudales horarios óptimos, en m^3/s , para cada unidad del sistema (mes de diciembre).

i	t		Valor
0	1	<0 1>	1.00
0	2	<0 2>	0.95
0	3	<0 3>	0.95
0	4	<0 4>	0.95
0	5	<0 5>	0.95
0	6	<0 6>	0.90
0	7	<0 7>	0.95
0	8	<0 8>	0.95
0	9	<0 9>	0.95
0	10	<0 10>	0.90
0	11	<0 11>	1.05
0	12	<0 12>	1.20
0	13	<0 13>	1.20
0	14	<0 14>	1.20
0	15	<0 15>	1.20
0	16	<0 16>	1.10
0	17	<0 17>	0.95
0	18	<0 18>	0.95
0	19	<0 19>	0.95
0	20	<0 20>	0.95
0	21	<0 21>	0.95
0	22	<0 22>	0.90
0	23	<0 23>	0.95

0	24	<0 24>	1.00
1	1	<1 1>	1.00
1	2	<1 2>	0.95
1	3	<1 3>	0.95
1	4	<1 4>	0.95
1	5	<1 5>	0.95
1	6	<1 6>	0.90
1	7	<1 7>	0.95
1	8	<1 8>	0.95
1	9	<1 9>	0.95
1	10	<1 10>	0.90
1	11	<1 11>	1.05
1	12	<1 12>	1.20
1	13	<1 13>	1.20
1	14	<1 14>	1.20
1	15	<1 15>	1.20
1	16	<1 16>	1.10
1	17	<1 17>	0.95
1	18	<1 18>	0.95
1	19	<1 19>	0.95
1	20	<1 20>	0.95
1	21	<1 21>	0.95
1	22	<1 22>	0.90
1	23	<1 23>	0.95
1	24	<1 24>	1.00
2	1	<2 1>	1.00
2	2	<2 2>	0.95
2	3	<2 3>	0.95
2	4	<2 4>	0.95
2	5	<2 5>	0.95
2	6	<2 6>	0.95
2	7	<2 7>	0.95
2	8	<2 8>	0.95
2	9	<2 9>	0.95
2	10	<2 10>	1.00
2	11	<2 11>	1.00
2	12	<2 12>	1.15
2	13	<2 13>	1.20
2	14	<2 14>	1.20
2	15	<2 15>	1.15
2	16	<2 16>	1.00
2	17	<2 17>	0.95
2	18	<2 18>	0.95
2	19	<2 19>	0.95

2	20	<2 20>	0.95
2	21	<2 21>	0.95
2	22	<2 22>	1.00
2	23	<2 23>	0.95
2	24	<2 24>	1.00
3	1	<3 1>	1.00
3	2	<3 2>	1.00
3	3	<3 3>	1.00
3	4	<3 4>	1.00
3	5	<3 5>	1.00
3	6	<3 6>	1.00
3	7	<3 7>	0.95
3	8	<3 8>	0.95
3	9	<3 9>	0.95
3	10	<3 10>	1.00
3	11	<3 11>	1.00
3	12	<3 12>	1.00
3	13	<3 13>	1.05
3	14	<3 14>	1.05
3	15	<3 15>	1.10
3	16	<3 16>	1.00
3	17	<3 17>	0.95
3	18	<3 18>	1.00
3	19	<3 19>	1.00
3	20	<3 20>	1.00
3	21	<3 21>	1.00
3	22	<3 22>	1.00
3	23	<3 23>	1.00
3	24	<3 24>	1.00
4	1	<4 1>	1.00
4	2	<4 2>	0.95
4	3	<4 3>	0.95
4	4	<4 4>	0.95
4	5	<4 5>	0.95
4	6	<4 6>	0.95
4	7	<4 7>	0.95
4	8	<4 8>	0.95
4	9	<4 9>	0.95
4	10	<4 10>	0.95
4	11	<4 11>	1.05
4	12	<4 12>	1.15
4	13	<4 13>	1.15
4	14	<4 14>	1.15
4	15	<4 15>	1.15

4	16	<4 16>	1.05
4	17	<4 17>	0.95
4	18	<4 18>	0.95
4	19	<4 19>	0.95
4	20	<4 20>	0.95
4	21	<4 21>	0.95
4	22	<4 22>	1.00
4	23	<4 23>	1.00
4	24	<4 24>	1.00
5	1	<5 1>	1.00
5	2	<5 2>	0.90
5	3	<5 3>	0.95
5	4	<5 4>	0.95
5	5	<5 5>	0.95
5	6	<5 6>	0.95
5	7	<5 7>	0.95
5	8	<5 8>	0.95
5	9	<5 9>	0.95
5	10	<5 10>	0.95
5	11	<5 11>	1.10
5	12	<5 12>	1.20
5	13	<5 13>	1.20
5	14	<5 14>	1.20
5	15	<5 15>	1.20
5	16	<5 16>	1.10
5	17	<5 17>	0.95
5	18	<5 18>	0.90
5	19	<5 19>	0.90
5	20	<5 20>	0.90
5	21	<5 21>	0.95
5	22	<5 22>	0.95
5	23	<5 23>	0.95
5	24	<5 24>	1.00
