



Conceptualización de un Proyecto Integral de Agua y Energía para Diferentes Usos Finales

11 de julio 2023

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Conceptualización de un Proyecto Integral de Agua y Energía para diferentes usos finales

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rodrigo Vásquez

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción: En trámite. ISBN: 978-956-8066-51-2. Primera edición digital: julio 2023

Cita:

Título: Conceptualización de un Proyecto Integral de Agua y Energía para diferentes usos finales
Autor(es): GIZ, CDM Smith
Revisión y modificación: David Anabalón Flores, José Fuster Justiniano, María José Lambert Alegría, Pablo Tello Guerra, Sandra Pérez Valenzuela, Camila Vásquez, Ximena Ubilla, Bastián Celis.
Edición: Andreina Núñez, Pía Said, Macarena Escudero, Joaquín Petit, José Fuster Justiniano.
Santiago de Chile, 2023.
246 páginas
Agua – Energía – Desalinización – Energías Renovables – Hidrógeno Verde

**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 11 de julio de 2023

Resumen Ejecutivo

En el presente estudio se realizó la conceptualización de un modelo integral de agua y energía multipropósito, el cual está compuesto por un proyecto de suministro hídrico (*"Proyecto agua"*) multipropósito para diferentes usuarios finales (minería, agua potable rural y urbana, agricultura y producción de hidrógeno verde), integrado con un proyecto que permita el suministro eléctrico de los componentes del proyecto agua con energía proveniente de plantas de generación de energía renovable (ERNC).

De acuerdo con estudios previos realizados por GIZ (Ref. [1]) en el año 2020, en el marco del Proyecto de Descarbonización del Sector Energético en Chile, el país contaría con ciertas zonas con las condiciones habilitantes para el desarrollo de proyectos bajo el concepto integral agua-energía, dentro de las condiciones habilitantes se cuentan las siguientes:

- Déficit hídrico en la cuenca que impulsen la instalación de proyectos de desalinización;
- Demanda hídrica creciente impulsada por los distintos sectores económicos (públicos y privados);
- Existencia de plantas térmicas a carbón factibles para su reutilización para la instalación de plantas desalinizadoras.

Con el objeto de profundizar el estudio de este tipo de iniciativas, se consideró como caso de estudio al valle del río Huasco, en consideración a que dicha cuenca muestra cierta vulnerabilidad a las amenazas asociadas a cambio climático; cuenta con demandas hídricas crecientes tanto para el suministro de agua potable para población urbana y rural, como para el desarrollo de la agricultura y la industria minera; cuenta con potencial de generación de energías renovables; y en el sector de su desembocadura se encuentra ubicada la planta termoeléctrica Guacolda. Dichas condiciones de la cuenca representan una oportunidad para el desarrollo de nuevas alternativas de suministro hídrico, incorporando desde un inicio el concepto de carbono-neutralidad.

Metodológicamente, el estudio se abordó por medio del desarrollo de las siguientes actividades principales, cuyos supuestos y resultados son abordados en los respectivos capítulos del presente informe:

- Análisis de demanda hídrica y calidad del agua requerida por los distintos tipos de usuarios en la cuenca del río Huasco;
- Revisión y selección de tecnologías de desalinización y generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables;
- Dimensionamiento de obras de suministro hídrico y generación energética;
- Elaboración de un modelo de relaciones de un proyecto integrado agua-energía;
- Elaboración de mapa de interesados;
- Recomendación de medidas para el desarrollo sostenible.

A continuación, se presenta un resumen de los puntos más relevantes abordados en el estudio.

Demanda hídrica

Se analizó y ajustó la demanda de agua en la cuenca del río Huasco a partir de un estudio llamado “*Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco*”, elaborado por el Ministerio de Obras Públicas (MOP) y la Dirección General de Aguas (DGA) en 2020 (Ref. [5]).

La demanda hídrica por sector económico, estimada en dicho estudio, fue ajustada en base a las siguientes consideraciones:

Se contempla que uno de los puntos de entrega de agua será realizada en el Embalse Santa Juana, dada su relevancia en la regulación estacional de los recursos requeridos por la actividad agrícola local. Debido a lo anterior, se considera en la demanda de agua por el sector agrícola a los usuarios ubicados aguas abajo del embalse;

Para el sector de minería se identificaron los principales proyectos mineros que actualmente se encuentran en operación en el área de estudio y aquellos que podrían comenzar sus operaciones a futuro (Ref. [15], [16], [17], [18], [19], [20], [21]), de acuerdo a los proyectos identificados en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA);

Se incorporó la demanda de agua para la producción de hidrógeno verde en la cuenca, para el suministro de dicho combustible a los sistemas de transporte pesado contemplados por el sector minero en la zona de estudio (camiones CAEX y de transporte de mineral, y ferrocarril). De este análisis, resulta relevante destacar que el agua requerida para producir hidrógeno corresponde al 0,36 y 0,78% de la demanda de agua para los procesos del sector minero considerados en el caso de estudio para el 2030 y 2050 respectivamente.

En base a las consideraciones previamente mencionadas se ajustó la proyección de demanda de agua a 3.435 L/s para el año 2030, y 4.838 L/s para el año 2050.

Considerando que la oferta hídrica estimada en el estudio del MOP y la DGA (Ref. [5]), con escenario de cambio climático, alcanza a 1.575 L/s, y bajo el supuesto que los proyectos mineros identificados en el SEIA comienzan sus operaciones en el futuro, se estimó que para el año 2030 el déficit en la cuenca del río Huasco podría llegar a 1.860 L/s, alcanzando un déficit de 3.263 L/s aproximadamente para 2050.

De acuerdo con lo anterior, se define que la capacidad total del de suministro hídrico del caso de estudio será de 3.500 L/s de agua producto al final del período (2050), y que su implementación en el tiempo se realizará en dos etapas: la primera etapa de 2.000 L/s, y una segunda etapa con una expansión de 1.500 L/s para alcanzar el caudal total propuesto.

Calidad de agua requerida

En base al análisis de demanda para los diferentes usos finales, se identificaron los requerimientos de calidad de agua que se encuentran normados por tipo de uso que se identifican en la cuenca del río Huasco. La calidad de agua para riego está regulada por la norma NCh. 1.333. Of78; mientras que la calidad para el consumo humano y bebida de animales está regulada por la norma de “*agua potable*” NCh 409/1:2005; y calidad de agua para la producción de hidrógeno verde está regulada por la norma americana ASTM D1193.

En tanto, la calidad del agua para uso en la actividad minera, no se encuentra regulada por una normativa, ya que esta depende de los requerimientos hídricos de los procesos metalúrgicos de cada usuario, en base al mineral explotado y sus instalaciones productivas.

De acuerdo con las calidades exigidas en las normativas mencionadas y la calidad base del río Huasco, para el presente estudio se definió como calidad objetivo la establecida en la normativa chilena para agua potable, NCh. 409 (Ref. [51]).

Cabe destacar que el agua para producir hidrógeno verde requerirá un segundo paso de osmosis inversa y un proceso adicional tipo CEDI para su desmineralización. En particular, dado los niveles de demanda de agua para la producción de hidrógeno verde en comparación a los otros consumos finales analizados, en este caso de estudio se asumió que el segundo paso de osmosis inversa y el proceso CEDI para alcanzar la calidad requerida será realizado por los actores encargados de la producción de hidrógeno verde.

Tecnologías de desalinización

Existen diversas tecnologías para la desalinización de agua de mar disponibles, tanto en Chile como en el mundo, las que se abordan y describen en el presente informe. Estas pueden clasificarse en cuatro grupos: (i) tecnologías térmicas o de evaporación, (ii) tecnologías químicas, (iii) tecnologías de separación eléctrica y (iv) tecnologías de separación física o de membranas. En este último, se destaca la osmosis inversa, debido a los notables avances en la separación con el uso de membranas y el aumento de eficiencia mediante la incorporación de tecnologías de recuperación de energía, así como por ventajas comparativas con las otras tecnologías, que se traducen en un menor costo de producción de agua desalinizada.

En base a lo anterior, y considerando los requerimientos de calidad de agua identificados, se seleccionó la osmosis inversa como la tecnología de tratamiento a aplicar en la conceptualización del modelo. Concretamente una planta desalinizadora de osmosis inversa de agua de mar de un paso permitirá obtener un agua producto que cumpla con los estándares de calidad de agua potable y que también permitirá su uso en agua para fines de riego. Para aplicaciones de riego, es especialmente crítico definir el límite máximo de boro y límite de salinidad que aplica, los cuales dependen de la tolerancia de los cultivos.

Las estrategias típicas para cumplir el rechazo de boro para aplicación de riego son: a) implementar segundo paso de osmosis en cual se eleva pH; b) seleccionar membranas de alto rechazo de boro; c) elevar pH de alimentación en el primer paso (Ref. [69]).

Para el presente estudio, con el fin de obtener una solución costo-eficiente tipo multipropósito, se ha considerado cumplir con la norma agua potable y que el agua producto se diluirá con el gran aporte de flujo superficial de las fuentes convencionales provenientes de la cuenca en el Embalse Santa Juana, con el objetivo que sea compatible con la calidad de agua para riego. En una fase siguiente de ingeniería de diseño se podrá realizar un análisis que confirme la selección de membranas más óptima que permita satisfacer los requerimientos multipropósito.

Estrategias de suministro energético

Chile se encuentra en un proceso de descarbonización de su matriz energética, a través de energías renovables como la eólica, hidráulica y solar. En particular, la zona de estudio tiene gran potencial de generación de energía solar, por lo que este estudio contempla diferentes estrategias de suministro energético, las cuales consideran distintas fuentes y almacenamiento de energía eléctrica. A continuación, se mencionan las estrategias de suministro consideradas, las cuales se esquematizan en la Figura 1.

- Estrategia 1: Suministro de energía desde el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Estrategia 2: Generación energía fotovoltaica y suministro desde el SEN.
- Estrategia 3: Generación energía fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN.
- Estrategia 4: Generación energía concentración solar de potencia y suministro desde el SEN

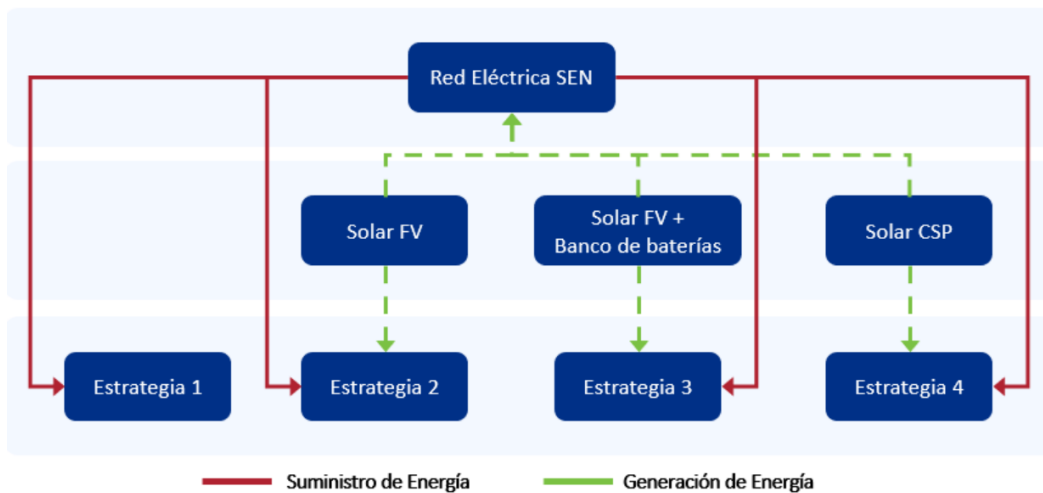
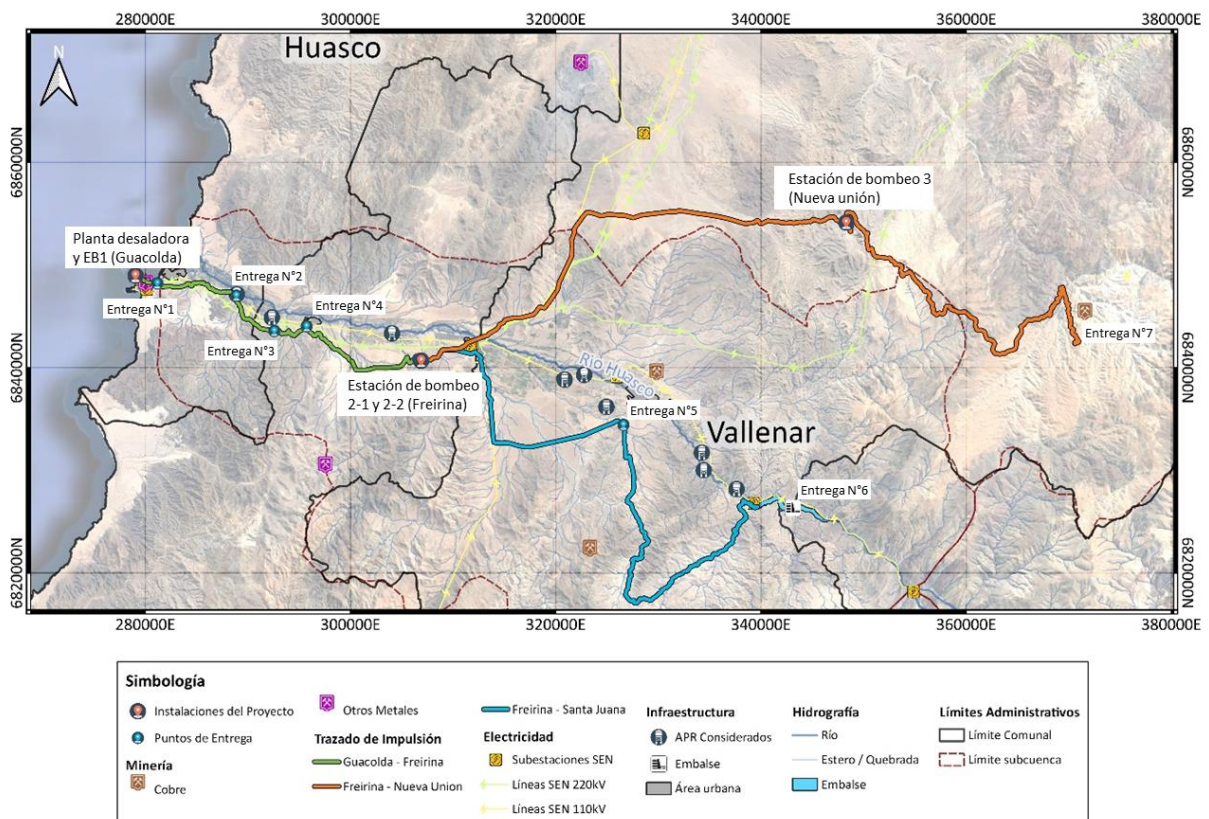


Figura 1 Fuente de suministro de energía eléctrica y recurso explotado

Proyecto Agua o de suministro hídrico

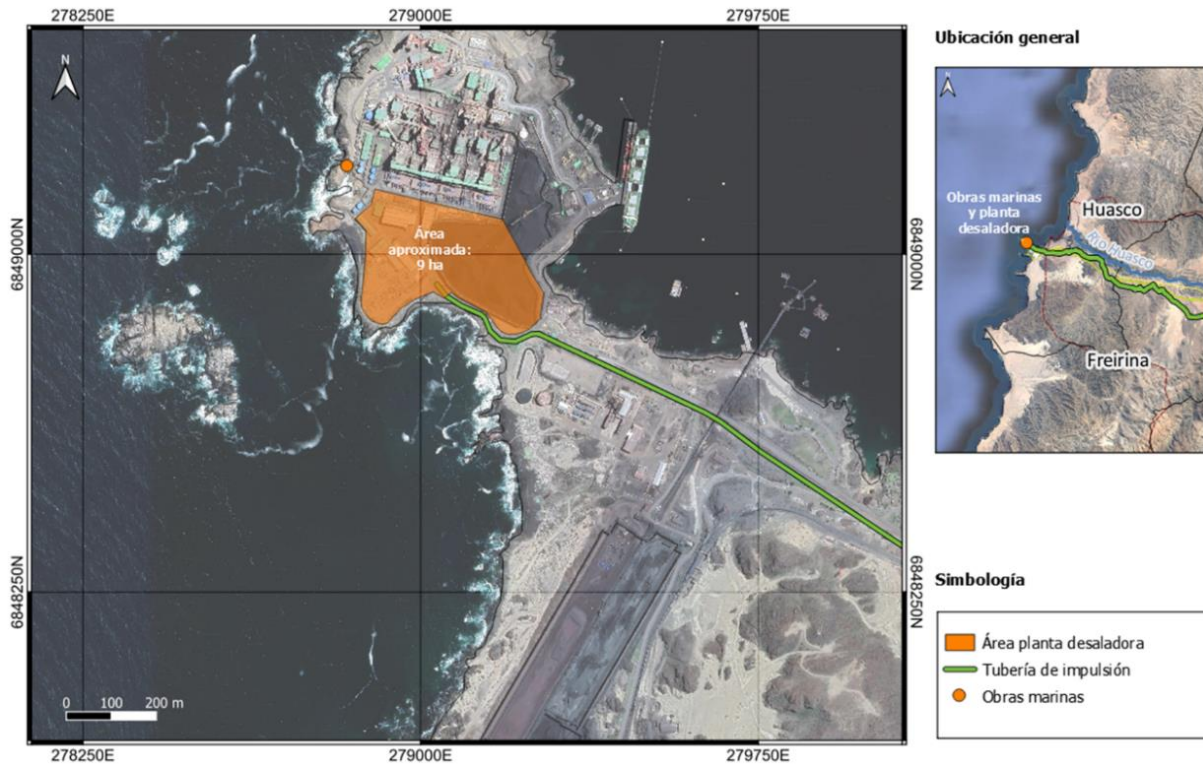
El proyecto agua considera la construcción de obras marinas, planta desalinizadora, estaciones de bombeo e impulsiones para suministrar agua tratada a diferentes usuarios. Como se mencionó anteriormente, el diseño y la construcción de las obras se proyecta en dos (2) fases, fase 1 considera caudal de 2.000 L/s y fase 2 un aumento de caudal de 1.500 L/s, quedando un total de 3.500 L/s.

El emplazamiento de las obras marinas y la planta desalinizadora se define en el sector de Guacolda, con el objetivo de reutilizar la infraestructura existente como parte del Plan de Descarbonización de la Central Guacolda (Ref. [10]). Mientras que la impulsión se proyecta en tres tramos recorriendo desde Guacolda a Freirina, y desde este punto hasta Nueva Unión y el embalse Santa Juana. En las siguientes figuras se presentan los emplazamientos mencionados.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 2 Emplazamiento obras proyectadas



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3 Ubicación de planta desalinizadora del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las características principales del diseño de las obras proyectadas considerando el caudal total (3.500 L/s en fase 2).

Tabla 1 Características principales obras proyectadas.

Obra proyectada		Proyecto Agua
Obras marinas		<ul style="list-style-type: none"> - 2 tuberías submarinas de captación: largo aproximado de 600 metros y diámetro 71”. - 2 tuberías submarinas de descarga: largo aproximado de 600 metros y diámetro 55”.
Planta desalinizadora		<ul style="list-style-type: none"> - Pretratamiento convencional (sistema de flotación por aire disuelto, filtración con medio granular, seguido de filtración con filtros cartuchos). - 14 racks de osmosis inversa de capacidad 250 L/s cada uno. - Remineralización (ajuste de pH, alcalinidad y dureza, dosificación de cloro y flúor) - Área aproximada 9 ha.
Sistema de impulsión	Tramo Guacolda – Freirina	<ul style="list-style-type: none"> - EB1: Caudal: 3.500 L/s Potencia instalada: 24 MW - Impulsión: largo aproximado de 36 km y diámetro 56”
	Tramo Freirina - Nueva Unión	<ul style="list-style-type: none"> - EB2-1: Caudal: 1.650 L/s Potencia instalada: 30 MW - EB3: Caudal: 1.650 L/s Potencia instalada: 28 MW - Impulsión: largo aproximado de 101 km y diámetro 44”
	Tramo Freirina - Santa Juana	<ul style="list-style-type: none"> - EB2-2: Caudal: 1.850 L/s Potencia instalada: 28 MW - Impulsión: largo aproximado de 68 km y diámetro 44”

Se estima que el costo de inversión alcanzaría los 1.916 MUSD (1.375 MUSD para fase 1 y 541 MUSD para fase 2), distribuida en 34% de obras marinas y planta desalinizadora, y 66% de los sistemas de bombeo y tuberías de impulsiones.

Por otra parte, se estima que el costo de operación y mantención anual del proyecto agua corresponde a 108 MUSD para fase 1 y 198 MUSD para fase 2, siendo el ítem de suministro de energía el costo de mayor relevancia (82% del costo total).

Proyecto de energía o suministro energético

El proyecto de suministro de energía eléctrica estaría conformado por las obras de conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las plantas de generación de energía y las líneas de transmisión eléctrica (LTE) hasta los puntos de demanda eléctrica (desaladora y estaciones de bombeo).

Los costos de inversión del proyecto de energía estimados indican que la alternativa con menores costos de inversión corresponde al abastecimiento mediante el SEN (Estrategia 1), puesto que esta estrategia solo considera la construcción de líneas de transmisión dedicadas. Por otro lado, la alternativa con menor costos de operación corresponde a la generación de energía fotovoltaica y almacenamiento con baterías (Estrategia 3), tomando en cuenta que los excedentes de energía generados pueden ser eventualmente reinyectados al sistema para ser vendidos.

Es importante resaltar que existen otras alternativas y configuraciones para dimensionar la planta de generación de energía renovable, diferentes a los supuestos considerados en este caso de estudio, por lo cual en fases posteriores del proyecto agua y energía (en caso de concretarse en el futuro) sería necesario realizar una optimización del sistema de suministro de energía para definir el tamaño ideal de la planta de generación renovable, así como un análisis detallado de las diferentes modalidades de contratos de compraventa para los excedentes de energía, y los posibles compradores de energía renovable en la zona de estudio.

Aspectos ambientales

En el área en estudio se identificaron áreas bajo protección oficial y áreas protegidas, consideradas para efectos del SEIA, según artículo 10 letra p), como artículo 11 letra d) de la Ley 19.300, respectivamente. En este estudio se identificó como áreas protegidas el sitio prioritario Desierto Florido, parches de bosque nativo asociado a vegetación ribereña del río Huasco, la existencia del humedal río Huasco, y la presencia de comunidades y asociaciones indígenas en las comunas del trazado.

Con relación a la tipología de ingreso al SEIA, dadas las características del caso de estudio tanto en el ámbito hídrico como energético, le podrían ser potencialmente aplicables los literales del artículo 10 de la Ley 19.300:

- Literal a) referido *“aquellos acueductos, embalses o tranques, y sifones que deban someterse a la autoridad establecidas en el artículo 294 del Código de Aguas”*;
- Literal o.6) referido a *“Emisarios submarinos”*;
- Literal c) *“Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW”*;
- Literal b) referido *“Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones”*.

En cuanto a la modalidad de ingreso al SEIA, el proyecto definido en el caso de estudio debe tramitarse a través de un EIA, considerando que en ellas se podrían identificar potenciales impactos significativos en el medio humano, medio marino y afectación a recursos naturales producto de las obras asociadas al ducto y obras marinas. En este sentido, la tramitación ambiental de un EIA usualmente requiere de aproximadamente cuatro años, de los cuales 2 años son para la ejecución de las líneas de base y elaboración de EIA, más 2 años de tramitación del EIA en el SEIA.

Por último, respecto a elementos sensibles para la tramitación, se deben considerar los tiempos de tramitación asociados a los Permiso Ambiental Sectorial (PAS), muchos de los cuales deben ser tramitados sectorialmente con los organismos competentes con posterioridad a la obtención de la RCA, para lo cual se debe considerar al menos entre 1 y 1,5 años desde su presentación, y en algunos casos se tramitan al final del período de construcción.

Modelo integrado agua y energía

Con el objetivo de obtener el costo unitario de producción de agua para los diferentes usuarios finales se desarrolló un modelo integrado de agua y energía. En la siguiente tabla se presentan los costos de inversión y operación del proyecto agua-energía, para las dos fases, los cuales son los insumos del modelo integrado, en la Sección 7 del estudio se muestra el detalle de las consideraciones realizadas y los resultados obtenidos:

Tabla 2 Resumen CAPEX y OPEX proyecto integrado agua-energía.

Escenario de Producción de Energía	CAPEX (MUSD)		OPEX (MUSD/año)	
	Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2
Estrategia 1: Suministro desde SEN	1.375	541	108	198
Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN	2.847	1.506	38	71
Estrategia 3: Generación FV -baterías + suministro desde SEN	4.006	2.234	-25 ⁽¹⁾	12
Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN	2.703	1.390	31	69

Notas: (1) Valores negativos se deben a ganancia por venta de energía

En primer lugar, los costos unitarios de producción se calculan considerando la totalidad del proyecto, es decir considerando CAPEX y OPEX del suministro hídrico y para los diferentes escenarios de suministros energético (Tabla 2). En la estimación se tienen las siguientes consideraciones:

- Periodo de evaluación de 35 años y planificación de acuerdo con el siguiente cronograma:

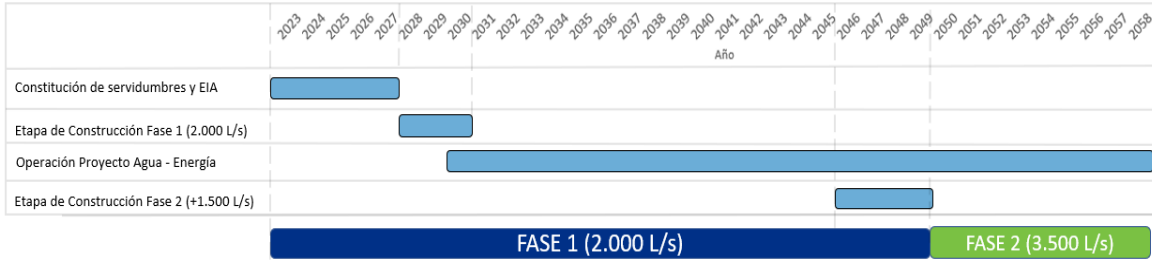


Figura 4 Planificación estudio

- Tasa de descuento del capital del 8%, y una tasa de inflación media anual del 3%.
- Contingencia del 35%.
- Se considera el Valor Presente de Costos (VPC) y el costo de producción de agua estimado.

Los costos unitarios promedio estimados para producción de agua desalinizada del proyecto integrando agua y energía, considerando los distintos escenarios de suministro eléctrico, se presentan en la siguiente figura.

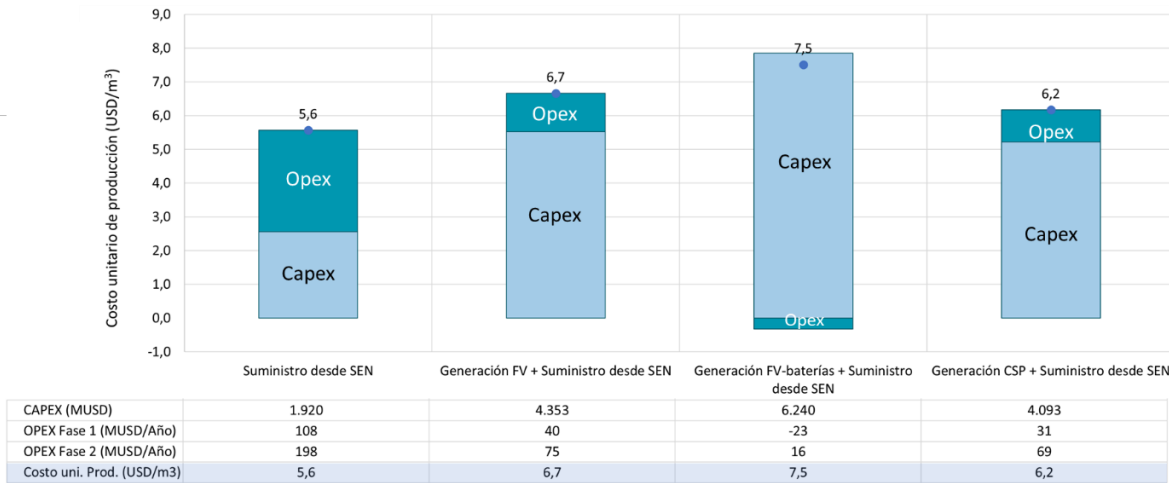


Figura 5 Costos unitarios promedio para totalidad del proyecto para cada estrategia de suministro eléctrico

En primer término, se observa que la opción de menor costo de inversión corresponde a la estrategia de suministro eléctrico desde el SEN, con un monto total de aproximadamente 1.920 MUSD, no obstante es la estrategia que tiene el mayor costo de operación. En la medida que se incorporan inversiones asociadas a generación y almacenamiento de energía se observa una disminución en los costos de operación, sin embargo sólo la estrategia de suministro eléctrico mediante plantas solares CSP, cuenta con un Valor Presente de Costos (VPC) comparable a la estrategia de suministro desde el SEN, no obstante sus costos de inversión se estiman en el doble (4.093 MUSD).

Cabe destacar que la estrategia de suministro energético a través de plantas de concentración solar de potencia (CSP) permite obtener costos unitarios medio de producción (6,2 USD/m³), comparables con los estimados con la estrategia de suministro eléctrico desde el SEN (5,6 USD/m³). Lo anterior se debe a que esta tecnología permite suministrar energía tanto en el día como en la noche, dado que este tipo de plantas considera sistemas de almacenamiento de energía. Si bien la estrategia de suministro eléctrico a través de plantas fotovoltaicas con baterías para el almacenamiento de energía también permite el suministro durante la noche, los ahorros en los costos de operación no son suficientes para compensar el aumento en los costos de inversión, asociados al aumento de la superficie de los paneles fotovoltaicos y el parque de baterías para almacenamiento de energía durante el día y entrega en la noche.

En un segundo nivel de análisis, con el objetivo de obtener los costos unitarios de producción diferenciados por cada punto de entrega, se elaboró un modelo integrado para la distribución del CAPEX y OPEX del proyecto agua-energía por tipo y ubicación de cada usuario. En el caso de las obras hidráulicas su distribución se realizó en función del caudal; y en el caso de las obras de generación y suministro eléctrico, en función del caudal y la altura de elevación (es decir, potencia). En base a lo anterior, y para cada escenario de suministro eléctrico, se obtuvo el costo unitario de producción por cada punto de entrega, cuyos rangos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3 Costos unitarios por punto de entrega y tipo de cliente

Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal Fase 2 (L/s)	Elevación Punto de Entrega (m.s.n.m)	Costo unitario de producción (USD/m ³)
Entrega N°1	Agua Potable	APU Huasco	22	37	1,6 - 1,8
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,8	65	1,5 - 1,7
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,8	199	1,7 - 1,9
Entrega N°4	Agua Potable	APU Freirina	12	220	1,7 - 2,0
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,7	307	1,8 - 2,0
Entrega N°5	Agua Potable	APU Vallenar	159	495	3,2 - 3,7
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	1.654	1.006	4,4 - 5,2
Entrega N°7	Agua para Minería	Nueva Unión	1.650	2.177	7,1 - 10,3

Notas: Incluye 35% de contingencia en CAPEX.

Valor estimado no corresponde al precio final de compra al que accederán los consumidores.

Los costos unitarios estimados permiten concluir que a medida que el punto de entrega se ubica en una zona a mayor distancia y elevación de la planta desalinizadora, aumenta el costo unitario de producción del agua. De la misma forma, a medida que aumenta el caudal demandado por el usuario final, los costos de producción también aumentan.

Complementario a lo anterior, se consideró la posibilidad de un subsidio del 25, 50 y 100% a los costos de inversión (CAPEX) para las entregas relacionadas con agua potable rural y urbana, por lo que estos clientes sólo pagarían los costos de operación. En particular, si se desea financiar por completo la inversión de los clientes de agua potable, considerando suministro desde el SEN, se requiere un subsidio de al menos 84 millones de dólares por parte del estado.

Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad de los costos unitarios para dos escenarios de demanda. De acuerdo con los resultados obtenidos se observa lo siguiente:

El desarrollo del modelo sin cliente minero implica un alza en los costos unitarios de producción para todos los clientes, en particular, el alza corresponde en promedio a un 26% para el caso de suministro desde SEN, 28% para generación FV + suministro SEN, 34% para generación FV con baterías + suministro SEN, y 28% para generación CSP + suministro SEN.

El desarrollo del modelo sin cliente agrícola implica un alza en los costos unitarios de producción para los clientes de agua potable, en particular, el alza corresponde a en promedio un 17% para el caso de suministro desde SEN, 28% para generación FV + suministro SEN, 35% para generación FV con baterías + suministro SEN, y 30% para generación CSP + suministro SEN. Por otro lado, se observa una disminución en los costos de producción del cliente minero (Nueva Unión), en particular, la disminución corresponde a un 1% para el caso de suministro desde SEN, 6% para generación FV + suministro SEN, 9% para generación FV con baterías + suministro SEN, y 6% para generación CSP + suministro SEN.

En el Anexo C del presente estudio, se incluye el modelo integrado de agua y energía, el cual permite visualizar los costos de inversión, operación y costo unitario de producción para los cuatro casos de suministro de agua evaluados en el estudio: caso base, escenario sin demanda agrícola, escenario sin demanda de minería, y un escenario donde los costos están en función del caudal requerido, permitiendo variar este parámetro. Con respecto a la energía, para cada caso de suministro de agua permite seleccionar cuatro estrategias de suministro energético: suministro desde el SEN (escenario 1), suministro desde planta fotovoltaica y del SEN (escenario 2), suministro desde planta fotovoltaica con almacenamiento y del SEN (escenario 3), suministro desde planta solar de concentración y del SEN (escenario 4). Además, este modelo cuenta con un cuadro de mando principal, que permite calcular subsidios a la inversión, y variar parámetros como el costo de la energía, valor del dólar y valor de la UF.

Identificación de *Stakeholders*

Para este tipo de proyectos es clave la identificación de los principales interesados (*stakeholders*) que se relacionan con este, tanto instituciones públicas como actores del ámbito privado y la sociedad civil, y que se pueden ver beneficiados o afectados con el desarrollo de un proyecto integrado de agua y energía.

Se asume que los principales interesados en que el modelo integrado de agua y energía se lleve a cabo serían los clientes finales identificados al momento de analizar la demanda de la zona, siendo sector minero y el abastecimiento al Embalse Santa Juana (para las zonas de riego) los que abarcarían más del 90% del suministro en el caso de estudio. Sin embargo, el abastecimiento de las zonas urbanas y zonas rurales también se contempla como suministro por parte del caso de estudio, abarcando en conjunto un 5,6% de abastecimiento por parte de la iniciativa.

La relación que tiene cada actor o interesado con el caso de estudio, se analizó respecto al poder que tienen sobre él, como el interés o predisposición a que el caso de estudio se implemente. A partir de estas matrices, se considera que la mayoría de las empresas que se encuentran en la zona tienen un poder medio-bajo sobre el caso de estudio, pero mientras se encuentren más cerca de éste en ubicación, pueden aumentar su grado de interés por el suministro hídrico que proporciona el proyecto, puesto que su objetivo multipropósito estaría orientado al directo beneficio de agricultura, agua potable y minería de las zonas de estudio. Además, lo más probable es que la mayoría de los actores se encuentren con una predisposición alta o a favor, por el interés que le puede generar el ser abastecidos, siendo las empresas con rubro similar (planta desalinizadora), algunas comunidades indígenas y algunas zonas de riego, las que requerirían una estrategia comunicacional y de relacionamiento importante, y así que éstas no se vean afectadas por el proyecto definido como caso de estudio.

Con la identificación de los actores y las consideraciones a partir del análisis de las matrices, es que se debe tener en cuenta una estrategia comunicacional y de relación con cada uno de los interesados, considerando aspectos ambientales, territoriales y comunitarios que puedan afectar a cada uno de ellos. Con lo anterior, se podrá definir la mejor forma de gestionar a cada actor en cuanto a la entrega de información, proceso de socialización del proyecto, participación y/o respuesta a inquietudes, y así poder asegurar el éxito del proyecto.

El desarrollo de un modelo integral de agua-energía permite analizar y evaluar la implementación de un proyecto de suministro hídrico multipropósito a partir de la desalinización de agua de mar, incorporando la posibilidad de incluir infraestructura de generación renovable y transmisión para el suministro eléctrico de las instalaciones.

Mediante el modelamiento de distintos escenarios de demanda, suministro eléctrico y financiamiento es posible evaluar de manera concreta el impacto en el costo unitario de agua desalinizada para los distintos usuarios, lo que unido a un análisis de las condiciones medioambientales y comunitarias en las cuales se enmarca un determinado caso de estudio, permiten definir tempranamente las opciones tecnológicas y de implementación espacial, que puedan disminuir los potenciales impactos negativos de su ejecución y operación, y al mismo tiempo maximizar los beneficios asociados a una mayor disponibilidad y seguridad de suministro hídrico.

La aplicación del modelo integrado de agua y energía, así como del mapa de interesados del caso de estudio, es extrapolable a otras cuencas del país, en especial en aquellas que cuentan con infraestructura de riego (embalses y red de canales) existente. La incorporación de fuentes hídricas alternativas a las fuentes continentales, como es el caso del agua de mar desalinizada, cuenta con la gran ventaja de desacoplar la influencia de las condiciones hidrológicas sobre la oferta hídrica, generando mayor seguridad de abastecimiento para los distintos usuarios y sustentabilidad de las actividades económicas y de desarrollo local, resguardando la protección del medioambiente, así como de las comunidades y culturas de los territorios donde se emplacen las obras del proyecto.

Dado que el sistema eléctrico de Chile se encuentra altamente desarrollado y regulado, es relevante evaluar diferentes configuraciones de contratos para el suministro eléctrico que permitan minimizar el costo de producción y distribución de agua desalinizada, aprovechando al mismo tiempo los períodos de menor demanda eléctrica y por tanto de menores costos.

Finalmente, resulta altamente recomendable abordar los proyectos de suministro hídrico con una mirada que incorpore tanto los beneficios de la economía de escala para proyectos de mayor tamaño, integrando tempranamente a las pequeñas comunidades (en especial las que actualmente son altamente vulnerables a la disponibilidad de recursos hídricos superficiales o subterráneos) con los grandes consumidores (sector minero y agrícola), que permitan soluciones aplicables a nivel de cuenca, incluyendo instrumentos de asociación público-privada que permitan el desarrollo y financiamiento de estos proyectos intensivos en capital.

Tabla de Contenidos

Resumen Ejecutivo	2
Tabla de Contenidos.....	16
Sección 1 Introducción	29
Sección 2 Objetivos y alcance.....	31
2.1 Objetivo	31
2.2 Alcance.....	32
Sección 3 Metodología	33
Sección 4 Análisis de demanda hídrica y calidad del agua	35
4.1 Análisis de la demanda hídrica.....	35
4.1.1 Revisión de demanda hídrica por tipo de uso	35
4.1.2 Análisis de la oferta hídrica superficial y subterránea	50
4.1.3 Balance de oferta y demanda de agua.....	54
4.2 Calidad de agua	55
4.2.1 Calidad del agua del Río Huasco.....	55
4.2.2 Agua para riego	56
4.2.3 Agua para consumo humano y bebida de animales	58
4.2.4 Agua para producción de hidrógeno	59
4.2.5 Agua para minería.....	60
4.3 Resumen del balance hídrico y calidad del agua objetivo.....	60
Sección 5 Desalinización y energía.....	65
5.1 Desalinización.....	65
5.1.1 Tecnologías de desalinización.....	65
5.1.2 Selección de tecnología de desalinización.....	74
5.1.3 Descripción de componentes de una planta desalinizadora mediante osmosis inversa	76
5.2 Energía.....	94
5.2.1 Sistema eléctrico nacional	94
5.2.2 Selección de tecnología de generación	102
Sección 6 Descripción proyecto agua y energía	104
6.1 Suministro Hídrico	104
6.1.1 Descripción de obras proyecto agua	106
6.1.2 Costos de inversión y operación proyecto agua	120
6.2 Suministro Energético.....	127
6.2.1 Alternativas de estrategias de suministro eléctrico.....	127

6.2.2	Descripción de obras del proyecto energético	129
6.2.3	Costos de inversión y operación	156
6.3	Resumen general del análisis ambiental	161
6.4	Resumen Proyecto Agua - Energía.....	166
Sección 7	Modelo integrado agua y energía.....	168
7.1	Esquema de relaciones del modelo integrado	168
7.2	Costos unitarios de agua producto	172
7.3	Costos unitarios – Escenarios de demanda.....	186
7.3.1	Escenario 1 – Modelo sin cliente minero y cliente agrícola como principal	187
7.3.2	Escenario 2 – Modelo sin cliente agrícola con cliente minero como principal	192
7.4	Costos unitarios – Caso subsidio a la inversión.....	197
Sección 8	Mapa de Interesados	202
8.1	Identificación de actores.....	202
8.1.1	Actores públicos.....	202
8.1.2	Actores privados.....	205
8.2	Matriz de Interesados en el proyecto	213
Sección 9	Medidas para el desarrollo sostenible	219
9.1.1	Aspectos Ambientales.....	219
9.1.2	Aspectos Territoriales	220
9.1.3	Aspectos Comunitarios	220
9.1.4	Aspectos regulatorios a nivel nacional	221
9.1.5	Otros aspectos.....	222
Sección 10	Conclusiones y recomendaciones.....	224
Sección 11	Referencias.....	230
11.1	Antecedentes.....	230
11.2	Normas	234
11.3	Bibliografía	235
11.4	Sitos Web.....	237

Listado de Tablas

Tabla 1 Características principales obras proyectadas.....	8
Tabla 2 Resumen CAPEX y OPEX proyecto integrado agua-energía.....	10
Tabla 3 Costos unitarios por punto de entrega y tipo de cliente.....	12
Tabla 4-1 Demanda de agua para agricultura por zona de riego (ZR) (2030 – 2050).....	35
Tabla 4-2 Demanda de agua considerada para agricultura.....	36
Tabla 4-3 Demanda de agua para minería.....	37
Tabla 4-4 Demanda de agua potable urbana (APU) (2030 – 2050).....	40
Tabla 4-5 Demanda de agua potable rural (APR) (2030 – 2050).....	40
Tabla 4-6 Demanda anual de hidrógeno para camiones de extracción (CAEX).....	44
Tabla 4-7 Demanda anual de hidrógeno para camiones de transporte.....	45
Tabla 4-8 Demanda anual de hidrógeno para ferrocarril Ferronor.....	45
Tabla 4-9 Demanda anual de hidrógeno total.....	46
Tabla 4-10 Demanda de agua para producción de hidrógeno.....	48
Tabla 4-11 Demanda de agua sector pecuario.....	49
Tabla 4-12 Demanda de agua total considerada.....	49
Tabla 4-13 Resumen DDA otorgados en la cuenca del Río Huasco.....	50
Tabla 4-14 Parámetros de calidad del agua del Río Huasco.....	56
Tabla 4-15 Concentraciones máximas de elementos químicos y bacteriológicos en agua para riego.....	56
Tabla 4-16 Parámetros de aguas para riego según salinidad.....	57
Tabla 4-17 Parámetros máximos en agua potable.....	59
Tabla 4-18 Parámetros de calidad de agua.....	60
Tabla 4-19 Composición general de agua para procesos de minería.....	60
Tabla 4-20 Balance hídrico ajustado en la cuenca del río Huasco 2030 – 2050.....	61
Tabla 4-21 Calidad de permeado producido por plantas desalinizadoras de osmosis inversa de una etapa.....	62
Tabla 4-22 Parámetros máximos en agua objetivo.....	64
Tabla 5-1 Comparación entre tecnologías de separación física.....	72
Tabla 5-2 Rango de TDS en el agua de origen para una mejor aplicación por tecnología.....	74
Tabla 5-3 Ventajas y desventajas de las tecnologías para la desalinización.....	75
Tabla 5-4 Características de tecnologías de desalinización.....	75
Tabla 6-1 Caudales de diseño.....	104
Tabla 6-2 Dimensionamiento de obras marinas del proyecto.....	107
Tabla 6-3 Caudales de diseño de impulsión.....	111
Tabla 6-4 Cliente, caudal, altura y ubicación de puntos de entrega.....	111
Tabla 6-5 Factores de diseño en tuberías bajo presión interna.....	113
Tabla 6-6 Dimensionamiento de estanques.....	113
Tabla 6-7 Principales parámetros hidráulicos.....	115
Tabla 6-8 Distribución de espesores tramo Guacolda – Freirina.....	115
Tabla 6-9 Requisitos de la Estación de Bombeo 1.....	115
Tabla 6-10 Principales parámetros hidráulicos.....	117
Tabla 6-11 Distribución de espesores tramo Freirina – Nueva Unión.....	117

Tabla 6-12 Requisitos de la Estaciones de Bombeo 2-1 y 3.....	117
Tabla 6-13 Principales parámetros hidráulicos.....	119
Tabla 6-14 Distribución de espesores tramo Freirina-Santa Juana.....	119
Tabla 6-15 Requisitos de la Estación de Bombeo 2-2.....	119
Tabla 6-16 Clasificación del CAPEX de un proyecto para industrias de procesos.....	120
Tabla 6-17 Valores de tasas de cambio para dólar y UF utilizadas.....	120
Tabla 6-18 Resumen estimación de consumo energético.....	127
Tabla 6-19 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN.....	131
Tabla 6-20 Características de la planta fotovoltaica. Estrategia 2.....	136
Tabla 6-21 Línea de transmisión dedicada considerada para la conexión desde la planta fotovoltaicas con el SEN.....	137
Tabla 6-22 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN.....	138
Tabla 6-23 Características de la planta fotovoltaica propuesta. Estrategia 3.....	142
Tabla 6-24 Características del almacenamiento con baterías de Li-on propuesto. Estrategia 3..	143
Tabla 6-25 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde las plantas fotovoltaicas con almacenamiento con el SEN.....	144
Tabla 6-26 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN.....	145
Tabla 6-27 Características de las plantas CSP propuestas. Estrategia 4.....	150
Tabla 6-28 Línea de transmisión dedicadas considerada para la conexión desde las plantas CSP con el SEN.....	152
Tabla 6-29 Líneas de transmisión independientes consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN.....	152
Tabla 6-30 Supuestos para costos de operación y mantenimiento para plantas fotovoltaicas y almacenamiento con baterías (Ref. [33]).....	157
Tabla 6-31 Resumen de costos unitarios de inversión considerados para cada estrategia de suministro eléctrico.....	158
Tabla 6-32 Resumen de costos de operación considerados para cada alternativa de suministro.....	159
Tabla 7-1 Distribución del desembolso.....	173
Tabla 7-2 Costos unitarios medios de producción y valor presente de los costos (VPC) del modelo de agua-energía para cada estrategia de suministro – caso con contingencia.....	176
Tabla 7-3 Cliente, caudal, altura y ubicación de puntos de entrega.....	177
Tabla 7-4 Costos unitarios por punto de entrega y tipo de cliente.....	180
Tabla 7-5 Costos unitarios por punto de entrega y tipo de cliente.....	181
Tabla 7-6 Escenarios alternativos de demanda analizados.....	186
Tabla 7-7 Dimensionamiento de obras marinas del proyecto. Escenario 1.....	187
Tabla 7-8 Principales parámetros hidráulicos. Escenario 1.....	187
Tabla 7-9 Resumen estimación de potencia instalada. Escenario 1.....	188
Tabla 7-10 Costos unitarios para cada cliente bajo Escenario 1.....	191
Tabla 7-11 Dimensionamiento de obras marinas del proyecto. Escenario2.....	192
Tabla 7-12 Principales parámetros hidráulicos. Escenario 2.....	193

Tabla 7-13 Resumen estimación de potencia instalada, Escenario 2.....	194
Tabla 7-14 Costos unitarios para cada cliente bajo Escenario 2	196
Tabla 7-15 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 1: suministro desde SEN.....	197
Tabla 7-16 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN.....	197
Tabla 7-17 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 3: Generación FV con baterías+ suministro desde SEN.....	198
Tabla 7-18 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN.....	198
Tabla 7-19 Costos unitarios por cliente con subsidio a la inversión del 25%.	199
Tabla 7-20 Costos unitarios por cliente con subsidio a la inversión del 50%.	200
Tabla 7-21 Costos unitarios por cliente con subsidio a la inversión del 100%.....	201
Tabla 8-1 Clientes finales definidos para el proyecto.	211
Tabla 8-2 Matriz de evaluación de la relación de los actores con el caso de estudio según poder e interés.	213
Tabla 8-3 Matriz de evaluación de la relación de los actores con el caso de estudio según poder y predisposición.	213

Listado de Figuras

Figura 1 Fuente de suministro de energía eléctrica y recurso explotado.....	5
Figura 2 Emplazamiento obras proyectadas	6
Figura 3 Ubicación de planta desalinizadora del proyecto	7
Figura 4 Planificación estudio.....	11
Figura 5 Costos unitarios promedio para totalidad del proyecto para cada estrategia de suministro eléctrico.....	11
Figura 1-1 Ubicación General del caso de estudio.....	30
Figura 2-1 Infraestructura principal en la cuenca del río Huasco.....	32
Figura 3-1 Metodología de Estudio.....	33
Figura 4-1 Mapa de zona de riego (ZR) para agricultura.....	36
Figura 4-2 Mapa de demanda de agua para minería.	38
Figura 4-3 Población urbana en Provincia de Huasco.	39
Figura 4-4 Mapa de sistemas de agua potable rural (APR) en la cuenca del río Huasco.....	41
Figura 4-5 Diferencias entre la producción de hidrógeno verde y gris.	42
Figura 4-6 Mapa bidimensional entre incertidumbre de desarrollo y año estimado de viabilidad económica.....	43
Figura 4-7 Demanda anual de hidrógeno verde total para el año 2030 y 2050.....	47
Figura 4-8 Amenazas climáticas proyectadas para la comuna de Huasco (Ref. [135])	51
Figura 4-9 Amenazas climáticas proyectadas para la comuna de Freirina (Ref. [135]).....	52
Figura 4-10 Amenazas climáticas proyectadas para la comuna de Vallenar (Ref. [135]).....	52
Figura 4-11 Nieve acumulada proyectada para la comuna de Vallenar (Ref. [135]).....	53
Figura 4-12 Balance hídrico ajustado en la cuenca del río Huasco 2030 – 2050.	54
Figura 4-13 Estaciones de calidad presentes en el Río Huasco.....	55
Figura 4-14 Resumen de las especies y superficies (ha) plantadas en la zona de Huasco.	58
Figura 4-15 Resumen demandas de agua (en L/s) consideradas	61
Figura 5-1 Tecnologías de desalinización.	65
Figura 5-2 Diagrama de proceso de destilación multietapa (MSF).	66
Figura 5-3 Equipo de destilación multietapa (MSF).	66
Figura 5-4 Diagrama de proceso de destilación multiefectos (MED).	67
Figura 5-5 Equipos de destilación multiefectos (MED).....	67
Figura 5-6 Diagrama de proceso de compresión de vapor (MVC y TVC).....	68
Figura 5-7 Equipos de compresión de vapor (MVC).....	69
Figura 5-8 Diagrama de proceso de destilación por membranas (MD).....	69
Figura 5-9 Equipo de destilación por membranas (MD).	70
Figura 5-10 Diagrama de proceso de electrodiálisis (ED).....	71
Figura 5-11 Equipo de electrodiálisis (ED).	71
Figura 5-12 Principio físico de la Osmosis Inversa.	73
Figura 5-13 Esquema general de planta desalinizadora.....	76
Figura 5-14 Sistema de captación abierta de agua de mar.	78
Figura 5-15 Obra de captación de agua de mar subterráneo.....	79
Figura 5-16 Esquema del proceso de coagulación y floculación.	81
Figura 5-17 Esquema de proceso de limpieza pigging	81

Figura 5-18. Esquema proceso de flotación por aire disuelto (DAF).....	82
Figura 5-19 Esquemas de filtros con medio granular.....	82
Figura 5-20 Esquema de filtración mediante membranas.....	83
Figura 5-21 Esquema de filtros de cartuchos.....	83
Figura 5-22 Esquema del sistema de osmosis inversa.....	84
Figura 5-23 Esquemización sistema <i>Internally Staged Design</i> (ISD)	85
Figura 5-24 Bastidores de osmosis inversa.....	86
Figura 5-25 Sistemas de recuperación de energía. Sistema de desplazamiento positivo (izquierda) y centrífugo (derecha).....	87
Figura 5-26 Sistemas de ósmosis inversa de paso único y de paso múltiple.....	88
Figura 5-27 Sistemas de ósmosis inversa de etapa única y múltiples etapas.....	88
Figura 5-28 Componentes del reactor o lecho de calcita.....	90
Figura 5-29 Esquema de sistema de descarga de salmuera mediante difusores.....	91
Figura 5-30 Distribución según tipo de energía en Chile año 2022.....	95
Figura 5-31 Esquema de suministro energético partir de energía hidroeléctrica.....	96
Figura 5-32 Esquema de suministro energético partir de energía eólica.....	97
Figura 5-33 Componentes de planta solar fotovoltaica	98
Figura 5-34 Componentes de planta CSP	99
Figura 5-35 Componentes de una línea de transmisión.....	100
Figura 5-36 Potencial eólico en la zona de estudio	102
Figura 5-37 Potencial solar en la zona de estudio	103
Figura 6-1 Emplazamiento de obras.....	105
Figura 6-2 Ubicación de obras marinas del proyecto.....	107
Figura 6-3 Ubicación de planta desalinizadora del proyecto.....	109
Figura 6-4 Trazado de impulsión.....	110
Figura 6-5 Perfil hidráulico tramo Guacolda – Freirina.....	114
Figura 6-6 Perfil hidráulico tramo Freirina – Nueva Unión.....	116
Figura 6-7 Perfil hidráulico tramo Freirina – Embalse Santa Juana.....	118
Figura 6-8 Costos de inversión (en MUSD) suministro hídrico	123
Figura 6-9 Distribución de los costos de inversión	124
Figura 6-10 Costos de operación y mantenimiento (en MUSD/año) planta desalinizadora	125
Figura 6-11 Costos de operación y mantenimiento (en MUSD/año) impulsiones	126
Figura 6-12 Distribución de costos de operación y mantenimiento.....	126
Figura 6-13 Fuente de suministro de energía eléctrica y recurso explotado.....	128
Figura 6-14 Ubicación de las líneas de transmisión y subestaciones SEN en la zona de estudio .	130
Figura 6-15 Esquema Estrategia 1: Suministro de energía desde el SEN	130
Figura 6-16 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 1: Suministro desde el SEN	131
Figura 6-17 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 1: Suministro desde el SEN.....	132
Figura 6-18 Resumen suministro eléctrico por punto de consumo.....	133
Figura 6-19 Zonas con potencial para la instalación de centrales fotovoltaicas en la zona de estudio	134

Figura 6-20 Ciclos de generación diarios considerando instalación de 660 MW durante los meses de junio (invierno) y enero (verano)	135
Figura 6-21 Esquema Estrategia 2: Generación energía fotovoltaica y suministro desde el SEN	137
Figura 6-22 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 2: Generación fotovoltaica y suministro desde el SEN	138
Figura 6-23 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 2: Generación fotovoltaica y suministro desde el SEN	139
Figura 6-24 Resumen consumo y suministro eléctrico por punto de consumo.....	140
Figura 6-25 Balance anual de la generación, consumo y excedente de energía generado por la planta fotovoltaica.....	141
Figura 6-26 Esquema estrategia de generación energía fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN	143
Figura 6-27 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 3: Generación fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN	145
Figura 6-28 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 3: Generación fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN	146
Figura 6-29 Resumen consumo y suministro eléctrico por punto de consumo.....	147
Figura 6-30 Balance anual de energía generada, consumida y excedente producido por las plantas fotovoltaicas con almacenamiento.....	148
Figura 6-31 Zonas con potencial para instalar plantas CSP en la zona de estudio	149
Figura 6-32 Esquema estrategia de generación energía CSP y suministro desde el SEN.....	151
Figura 6-33 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 4: Generación CSP y suministro desde el SEN	153
Figura 6-34 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 4: Generación CSP y suministro desde el SEN.....	154
Figura 6-35 Resumen consumo y suministro eléctrico por punto de consumo.....	155
Figura 6-36 Balance anual de energía generada, consumida y excedente por las plantas CSP	156
Figura 6-37 Costos de inversión suministro energético	159
Figura 6-38 Costos de operación y mantenimiento (MUSD/año) proyecto de suministro energético	160
Figura 6-39 Área de estudio.....	161
Figura 6-40 Áreas con protección oficial en la zona de estudio.....	163
Figura 6-41 AMERB en la zona de estudio	164
Figura 6-42 Resumen costos de inversión (en MUSD) proyecto integrado agua-energía.....	166
Figura 6-43 Resumen costos de operación y mantención (en MUSD/año) proyecto integrado agua-energía	167
Figura 7-1 Esquema del modelo integrado para el Proyecto Agua-Energía.....	171
Figura 7-2 Programación de las obras.....	172
Figura 7-3 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 - 2058. Estrategia 1: Suministro desde SEN	173
Figura 7-4 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 - 2058 Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN.....	174
Figura 7-5 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 - 2058 Estrategia 3: Generación FV con Almacenamiento + suministro desde SEN.....	174

Figura 7-6 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 – 2058 Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN.....	175
Figura 7-7 Costos de inversión (MUSD), operación (MUSD/año) y unitario de producción de agua producto (USD/m ³) del modelo de agua-energía para cada estrategia de suministro	177
Figura 7-8 Distribución de costos obras modelo hidráulico.	178
Figura 7-9 Distribución de costos obras modelo energía por potencia hidráulica.....	178
Figura 7-10 Distribución del valor presente de los costos (VPC) en MUSD por punto de entrega y tipo de cliente Estrategia 1: suministro desde SEN.....	179
Figura 7-11 Costos unitarios (USD/m ³) Estrategia 1: Suministro desde SEN	182
Figura 7-12 Costos unitarios caso (USD/m ³) Estrategia 2: Generación FV + Suministro desde SEN	183
Figura 7-13 Costos unitarios (USD/m ³) Estrategia 3: Generación FV con Almacenamiento + Suministro desde SEN	184
Figura 7-14 Costos unitarios (USD/m ³) Estrategia 4: Generación CSP + Suministro desde SEN	185
Figura 7-15 Trazado de impulsión. Escenario 1	188
Figura 7-16 Resumen costos de inversión (en MUSD) para Escenario 1	189
Figura 7-17 Resumen de costos operacionales (en MUSD/año) para Escenario 1.....	190
Figura 7-18 Trazado de impulsión. Escenario 2	193
Figura 7-19 Resumen de costos de inversión (en MUSD) para Escenario 2.....	194
Figura 7-20 Resumen costos operacionales (en MUSD/año) para Escenario 2.....	195
Figura 8-1 Principales organismos e instituciones relacionados con la gestión del agua en Chile.	203
Figura 8-2 Distribución de suministro de agua por el proyecto por sector económico.	206
Figura 8-3 Actores que se relacionan con el proyecto de los sectores económicos agrícola y de energía.	207
Figura 8-4 Actores que se relacionan con el proyecto de los sectores económicos minero-industrial y sanitario.	208
Figura 8-5 Mapa de la zona donde se encuentran los actores cercanos al caso de estudio.	209
Figura 8-6 Mapa de la zona donde se encuentran los actores cercanos al caso de estudio (detalle)	210
Figura 8-7 Matriz de relación de actores de acuerdo a poder vs interés	215
Figura 8-8 Matriz de relación de actores de acuerdo a poder vs predisposición	216
Figura 8-9 Matriz de poder vs interés para la gestión de <i>stakeholders</i>	217
Figura 10-1 Costos unitarios (USD/m ³) por punto de entrega	225

Listado de abreviaciones/acrónimos

Sigla	Definición
AACE	Association for the Advancement of Cost Engineering
ADI	Áreas de Desarrollo Indígena
APR	Agua Potable Rural
APU	Agua Potable Urbana
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
AMERB	Áreas de Manejo y Explotación de Recursos Bentónicos
BNP	Bienes Nacionales Protegidos
BWRO	Osmosis inversa para agua salobre o <i>Brackish Water Reverse Osmosis</i>
CAEX	Camiones de Extracción
CAPEX	Costos de Inversión o <i>Capital Expenditures</i>
CEDI	Electrodesionización o <i>Continuous Electrodesionización</i>
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CLP	Pesos chilenos
CMN	Consejo de Monumentos Nacionales
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNR	Comisión Nacional de Riego
COCHILCO	Comisión Chilena del Cobre
CONADI	Corporación Nacional del Desarrollo Indígena
CONAF	Corporación Nacional Forestal
CSP	Solar de Concentración de Potencia o <i>Concentrated Solar Power</i>
DAA	Derechos de Aprovechamiento de Aguas
DAF	Flotación por Aire Disuelto o <i>Dissolved Air Flotation</i>
DGA	Dirección General de Aguas
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
DIRECTEMAR	Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante
DN	Diámetro Nominal
DNI	Irradiación Normal Directa o <i>Direct Normal Irradiance</i>
DOH	Dirección de Obras Hidráulicas
DS	Decreto Supremo
DTRI	<i>Desalination Technology Research Institute</i>
EB	Estación de Bombeo
ED	Electrodiálisis
EDR	Electrodiálisis Reversible
EIA	Estudio de Impacto Ambiental

Sigla	Definición
ENAMI	Empresa Nacional de Minería
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ET	Tasa de evapotranspiración
FO	Osmosis Forzada o <i>Forward Osmosis</i>
FV	Fotovoltaica
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GLP	Gas Licuado
H2V	Hidrógeno Verde
ICH	Inmuebles de Conservación Histórica
IKI	Iniciativa internacional sobre el clima
INIA	Instituto de Investigaciones Agropecuarias
INN	Instituto Nacional de Normalización
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
IX	Intercambio de Iones o <i>Ion exchange</i>
LSI	Índice de saturación de Langelier o <i>Langelier Saturation Index</i>
LTE	Líneas de Transmisión Eléctrica
MAOP	Presión Operativa Máxima Permisible o <i>Maximum Allowable Operating Pressure</i>
MASP	Sobrepresión Máxima Permisible o <i>Maximum Allowable Surge Pressure</i>
MD	Destilación por Membranas o <i>Membrane Distillation</i>
MED	Destilación Multiefecto o <i>Multi-Effect Distillation</i>
MF	Microfiltración
MH	Monumentos Históricos
MINSAL	Ministerio de Salud
MINVU	Ministerio de Vivienda y Urbanismo
MMA	Ministerio de Medio Ambiente
MOP	Ministerio de Obras Públicas
MSF	Destilación Multietapa o <i>Multi-Stage Flash Distillation</i>
MUSD	Millones de dólares
MVC	Compresión de Vapor Mecánica o <i>Mechanical Vapor Compression</i>
OOMM	Obras Marinas
O&M	Operación y Mantenimiento
OPEX	Costos de Operación o <i>Operation Expenditures</i>
PAC	Participación Ciudadana
PAS	Permiso Ambiental Sectorial
PMM	Precio Medio de Mercado
PPA	Contrato de compra de energía o <i>Power Purchase Agreement</i>
PPDA	Planes de Prevención y Descontaminación Atmosférica

Sigla	Definición
RCA	Resolución de Calificación Ambiental
Ref.	Referencia
RO	Osmosis Inversa o <i>Reverse Osmosis</i>
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SERNAGEOMIN	Servicio Nacional de Geología y Minería
SiSS	Superintendencia de Servicios Sanitarios
SMA	Superintendencia del Medio Ambiente
SMYS	Límite Elástico Mínimo de la tubería o <i>Specified Minimum Yield Strength</i>
SNASPE	Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado
SP	Sitios Prioritarios
SWCC	<i>Water Conversion Corporation of Saudi Arabia</i>
TDH	Elevación Dinámica o <i>Total Dynamic Head</i>
TDS	Sólidos Disueltos Totales o <i>Total Dissolved Solids</i>
TVC	Compresión de Vapor Térmica o <i>Thermal Vapor Compression</i>
UF	Ultrafiltración
US EPA	Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos o <i>United States Environmental Protection Agency</i>
VC	Compresión de Vapor o <i>Vapor Compression</i>
VPC	Valor Presente de Costos
WEAP	<i>Water Evaluation and Planning System</i>
ZCH	Zonas de Conservación Histórica
ZLD	Cero Vertimiento de Líquidos o <i>Zero Liquid Discharge</i>
ZPL	Zona de Protección Litoral
ZR	Zona de Riego

Listado de unidades

Unidad	Definición
%	Porcentaje
°C	Grados Celsius
µg/L	Concentración (microgramos por litro)
µS/cm	Conductividad específica
ata	Atmósferas absolutas (unidad de presión)
bar	Bares (unidad de presión)
h	Hora
ha	Hectáreas
in	Inch - pulgadas
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
kW	Kilo watt
kWh	Kilowatt hora (unidad de energía)
L	Litros
m	Metros
m ²	Metro cuadrado
m ³	Metros cúbicos (unidad de volumen)
mca	Metros columna de agua
mg/L	Concentración (miligramos por litro)
min	Minutos
mL	Mililitros
mm	Milímetros
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MUSD	Millones de dólares estadounidenses
MW	Mega watt potencia
MΩ-cm	Resistividad eléctrica
Nm ³	Metros cúbicos normal
NMP	Método número más probable
psu	Unidades prácticas de salinidad
Q	Caudal (unidad de volumen)
s	Segundos
t	Toneladas métricas
t H ₂	Toneladas de hidrógeno
tc	Toneladas cortas
UF	Unidad de Fomento
USD	Dólar estadounidense

Sección 1

Introducción

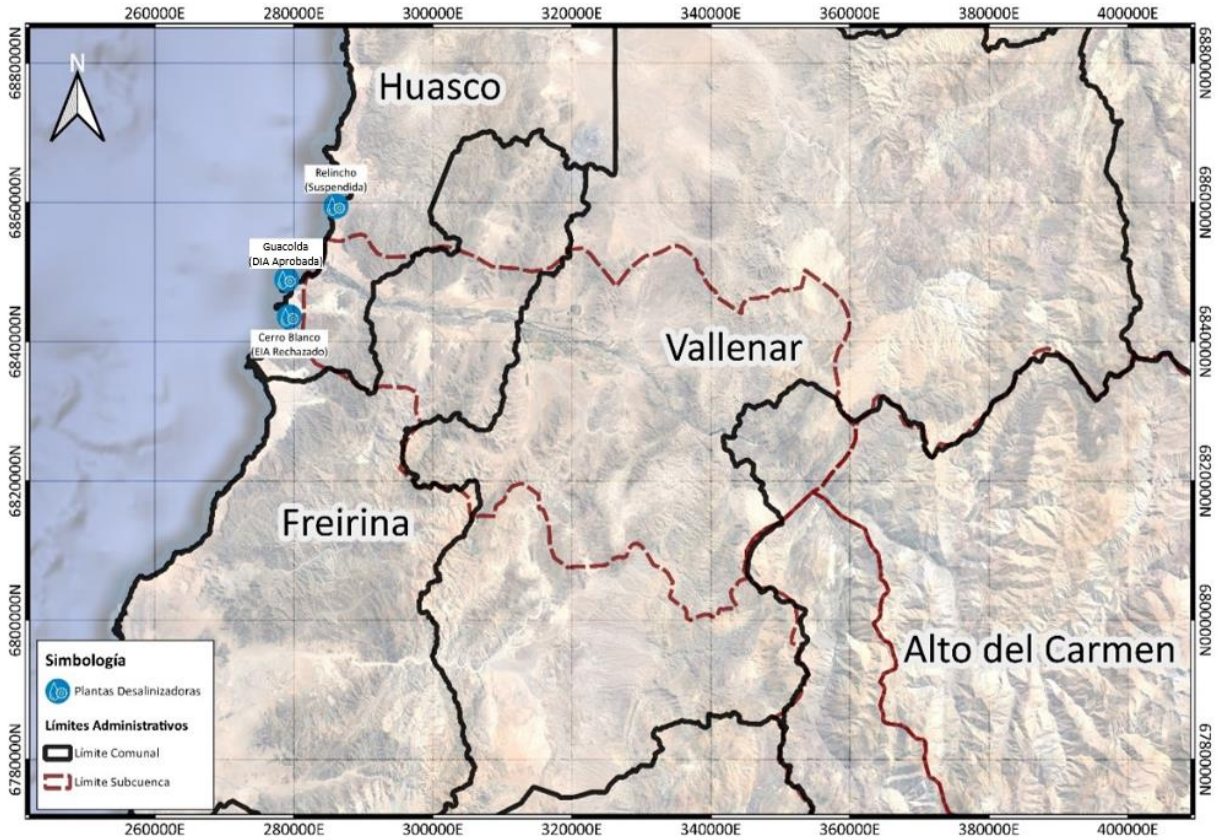
Existe en Chile consenso que los efectos del cambio climático, complementados con una demanda dinámica y una intrincada gobernanza de los recursos hídricos, han llevado al país a un complejo escenario de escasez hídrica (Ref. [70]). Esta condición se acrecienta por una sequía sin registros históricos comparables en la zona central, y las condiciones desérticas propias y crecientes del norte de Chile.

En este contexto, *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)* ofrece apoyo al Ministerio de Energía para el desarrollo de actividades que tengan por objetivo el cumplimiento de las metas de Chile para la protección del clima mediante una transición energética de carácter sostenible. Dentro de las iniciativas llevadas a cabo, la relación existente entre agua y energía resulta prioritaria de acuerdo con la realidad socioambiental del país, siendo relevante la búsqueda de fuentes alternativas de estos recursos.

Dentro de las fuentes alternativas de suministro hídrico, destaca la desalinización de agua de mar, donde en particular la tecnología de Osmosis Inversa ha sido el motor del aumento de la oferta de recursos hídricos en la zona centro-norte del país en los últimos años. Esta tecnología presenta desafíos en términos de su alto consumo energético, el cual puede ser contrarrestado al combinar esta tecnología con fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), permitiendo la operación sustentable de plantas desalinizadoras.

Tomando esto en cuenta, el presente estudio busca analizar las posibilidades de integrar proyectos agua-energía en Chile, apuntando hacia la carbono neutralidad. Específicamente, se ha tomado como caso de estudio la cuenca del río Huasco, ubicada en la provincia homónima, perteneciente a la Región de Atacama, según se presenta en la Figura 1-1. Dentro de esta área se han identificados estudios ambientales para la construcción de las plantas desalinizadoras: Relincho, Guacolda y Cerro Blanco, no obstante, actualmente no se encuentra ninguna planta desalinizadora en funcionamiento o en construcción.

El presente documento corresponde al informe final del estudio donde se presenta el desarrollo del contenido de cada etapa contemplada en la metodología.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 1-1 Ubicación General del caso de estudio

Sección 2

Objetivos y alcance

2.1 Objetivo

El objetivo principal del estudio es elaborar la conceptualización de un modelo integral para el desarrollo de una iniciativa de producción de agua y energía, mediante un caso de estudio que considere diferentes usos finales de agua y suministro de energía eléctrica, ubicado en las cercanías del complejo de generación termoeléctrico Guacolda en la localidad de Huasco, Región de Atacama, Chile.

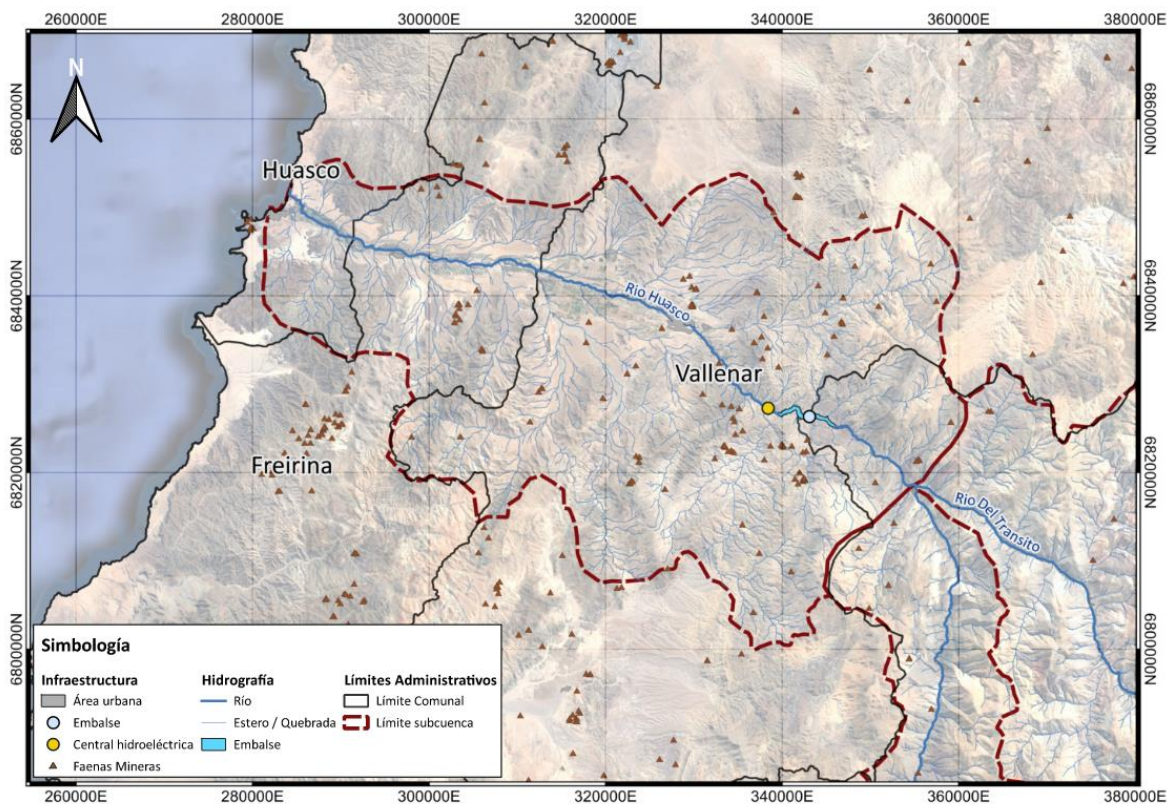
El estudio contempla los siguientes objetivos específicos:

1. Definir un caso de estudio de demanda hídrica que considere los diferentes usos finales: minería, industria, producción de hidrógeno mediante electrólisis, agricultura y consumo humano; identificando también los requerimientos de calidad de agua, infraestructura, procesos y equipos específicos para los diferentes usos finales.
2. A partir del escenario de demanda de agua definido y validado con GIZ, realizar un análisis técnico económico, a nivel conceptual, de una planta de desalinización en el complejo de generación termoeléctrico ubicado en la ciudad de Huasco, el cual incluya la infraestructura requerida, correspondiente a obras marinas, planta desalinizadora, sistema de bombeo y línea de impulsión de agua producto. Además, se consideran diferentes opciones de planta de generación de energía renovable exclusivamente para la producción y transporte de agua, y los equipos auxiliares necesarios para toda la instalación.
3. Elaborar un modelo de relaciones que represente el modelo integral de agua y energía, el cual refleje en distintos módulos interconectados las variables más importantes de proyectos de este estilo, las interacciones de los diferentes actores, actividades, equipos y procesos involucrados, y la relación entre la demanda y oferta de agua y energía.
4. Identificar los principales interesados (*stakeholders*) y actores que se relacionan con el modelo y el caso de estudio, ya sea desde el punto de vista de los organismos o instituciones públicas, como de los agentes privados, en este caso ubicados en la cuenca del río Huasco y que podrían verse beneficiados o afectados por su implementación.
5. Identificar las principales medidas para el desarrollo sustentable del modelo integral de agua y energía según los aspectos ambientales, territoriales, comunitarios y de equidad de género presentes que son claves para el desarrollo exitoso del modelo.

2.2 Alcance

El estudio contempla el análisis de un modelo integral de agua y energía para diferentes usuarios finales. El desarrollo del modelo dependerá de la zona en la que se quiera aplicar, donde se debe tener en consideración las características hídricas y energéticas de la zona, los aspectos medio ambientales, territoriales y comunitarios, y el desarrollo económico de la zona, es por esto que se utilizará como base un caso de estudio en la cuenca del río Huasco, ubicado en la provincia homónima y que atravesaría las comunas de Vallenar, Freirina y Huasco, perteneciente a la Región de Atacama.

El curso del río Huasco se ubica en el sur de la Región de Atacama como parte de un valle transversal. En general, el relieve de esta zona se caracteriza por la sucesión de cordones montañosos y valles de sentido transversal. El río Huasco nace de la confluencia de los ríos del Tránsito y del Carmen, posee una hoya hidrográfica de 9.850 km² y su curso en general sigue una orientación E-W, tal como se muestra en la siguiente figura:



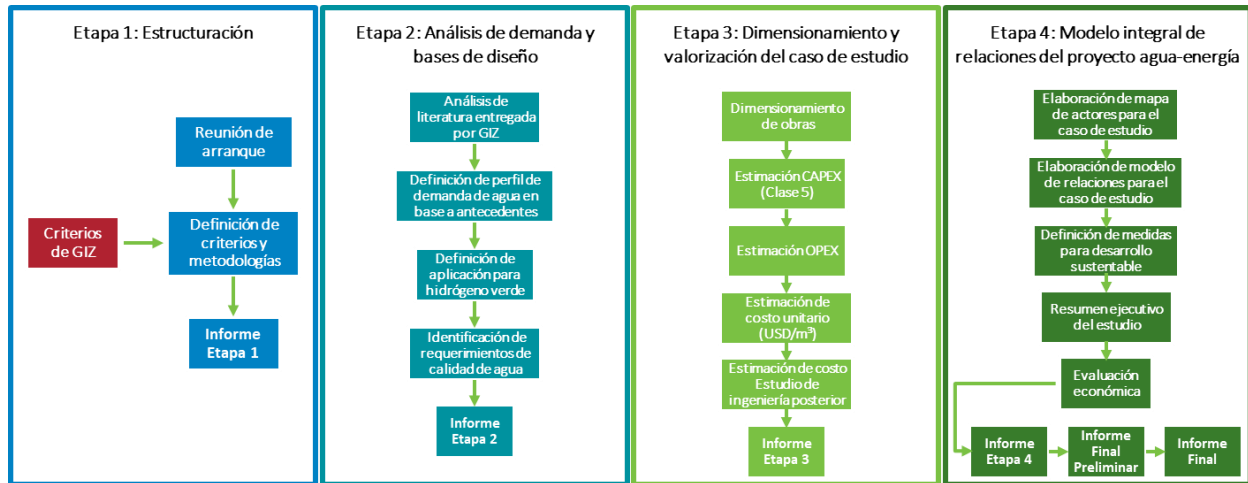
Fuente: Elaboración propia.

Figura 2-1 Infraestructura principal en la cuenca del río Huasco.

Sección 3

Metodología

Con el propósito de dar cumplimiento al objetivo principal del estudio, la metodología se ha estructurado considerando cuatro etapas, las que se presentan en la siguiente figura:



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3-1 Metodología de Estudio.

A continuación, se presentan los objetivos de cada una de las etapas contempladas en la metodología.

- **Etapa 1: Estructuración**

Definir, en conjunto con GIZ y el Ministerio de Energía, los elementos principales del modelo de agua y energía, y elaborar del plan de trabajo para el desarrollo de las siguientes etapas.

- **Etapa 2: Análisis de demanda y bases de diseño**

Definir un perfil de demanda hídrica para el caso de estudio que considere los siguientes usos finales de agua: minería, industria, producción de hidrógeno mediante electrólisis (hidrógeno verde H2V), agricultura y consumo humano. Identificar los requerimientos de calidad de agua, infraestructura, procesos y equipos específicos para los diferentes usos finales.

- **Etapa 3: Modelo integrado de la iniciativa agua-energía**

Elaborar un modelo integrado para el desarrollo de una iniciativa de producción de agua-energía que permita realizar un análisis técnico-económico, a nivel conceptual, de una planta de desalinización ubicada en el complejo de generación termoelectrónica Guacolda, localizado en la ciudad de Huasco, según el caso de estudio y escenario de demanda hídrica definidos en las etapas anteriores.

El modelo incluye la infraestructura de tratamiento, tuberías y sistemas de captación, sistemas de bombeo e impulsión de agua producto, así como la infraestructura necesaria para el suministro energético de las instalaciones (tecnologías de generación, líneas de transmisión, etc.), ya sea por medio de energía proveniente de fuentes renovables o de los sistemas eléctricos existentes en la región (o ambos); incluyendo los equipos auxiliares necesarios para toda la instalación de suministro hídrico.

- Etapa 4: Modelo integral de relaciones del proyecto agua-energía

Elaborar un modelo de relaciones que represente el modelo integral agua-energía, el cual refleje las variables más importantes del caso de estudio, las interacciones de los diferentes actores, actividades, equipos y procesos involucrados, y la relación entre la demanda y oferta hídrica y energética.

Esta etapa también incluye identificar los principales interesados (stakeholders) y actores que se relacionan con el caso de estudio, ya sea desde el punto de vista de los organismos o instituciones públicas, como de los agentes privados ubicados en la cuenca del río Huasco y que podrían verse beneficiados o afectados por su implementación. Además de identificar el nivel de poder, interés y predisposición en la ejecución del proyecto definido para el caso de estudio.

Sección 4

Análisis de demanda hídrica y calidad del agua

Uno de los aspectos más importantes para el modelo integral de un proyecto de agua y energía, es identificar y analizar la disponibilidad y demanda hídrica de los diferentes actores presentes en la zona. En esta sección se realiza un análisis de la demanda y oferta hídrica de acuerdo con la información pública disponible, para el caso de estudio correspondiente a la cuenca del Río Huasco, con el objetivo de estimar el potencial déficit hídrico para los años 2030 y 2050. En base a dicho déficit se definen las bases de cálculo con el cual se realiza el dimensionamiento de las obras hidráulicas (por ejemplo, planta desalinizadora, impulsiones, etc.) y los requerimientos energéticos para su operación.

Adicionalmente, se presentan los requerimientos de calidad del agua para los principales usos que se encuentran normados y se establecen los parámetros de calidad del agua objetivo.

4.1 Análisis de la demanda hídrica

4.1.1 Revisión de demanda hídrica por tipo de uso

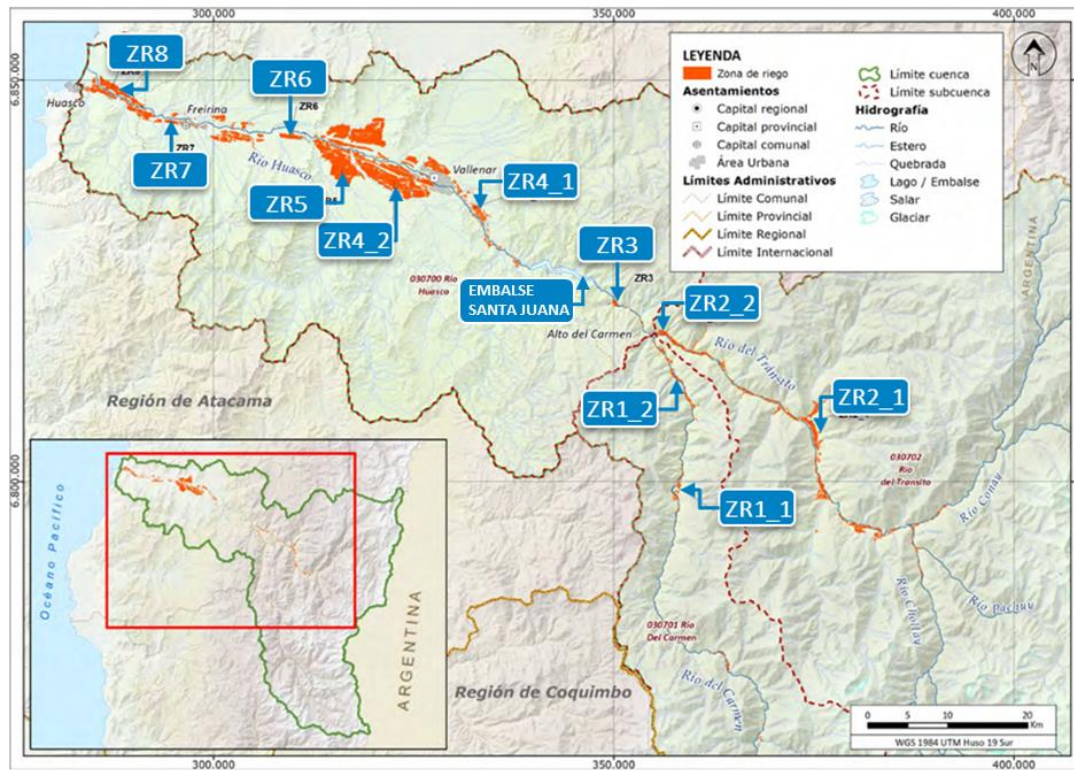
4.1.1.1 Agricultura

En la Tabla 4-1 se presenta un resumen de la demanda por cada zona de riego (ZR) definidas en la cuenca del río Huasco, extraída del “Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco” (Ref. [5]), en tanto en la Figura 4-1 se encuentra la ubicación de cada ZR.

Tabla 4-1 Demanda de agua para agricultura por zona de riego (ZR) (2030 – 2050).

Zona de Riego	Demanda (L/s)	
	2030	2050
ZR1_1	119	111
ZR1_2	59	70
ZR2_1	402	486
ZR2_2	124	178
ZR3	44	53
ZR4_1	91	119
ZR4_2	421	471
ZR5	921	1.261
ZR6	63	89
ZR7	239	348
ZR8	232	332
Demanda total	2.715	3.517

Fuente: Ref. [5]



Fuente: Ref. [5]

Figura 4-1 Mapa de zona de riego (ZR) para agricultura.

Para el caso de estudio se contempla la entrega de agua en el embalse Santa Juana, debido a la relevancia de esta obra en la regulación del flujo del Río Huasco. Dicho embalse garantiza la disponibilidad de aguas para 10 mil hectáreas de cultivos agrícolas a lo largo del valle (Ref. [110]). En base a lo anterior, para la definición de la demanda hídrica se han considerado sólo los consumos de los usuarios ubicados aguas abajo del Embalse Santa Juana. En particular, se han adoptado las demandas de agua de la zona de riego 4 a la 8 (ZR4 a ZR8), como se presenta en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2 Demanda de agua considerada para agricultura.

Zona de Riego	Demanda (L/s)	
	2030	2050
ZR4_1	91	119
ZR4_2	421	471
ZR5	921	1.261
ZR6	63	89
ZR7	239	348
ZR8	232	332
Demanda considerada	1.968	2.620

Fuente: Ref. [5]

4.1.1.2 Minería

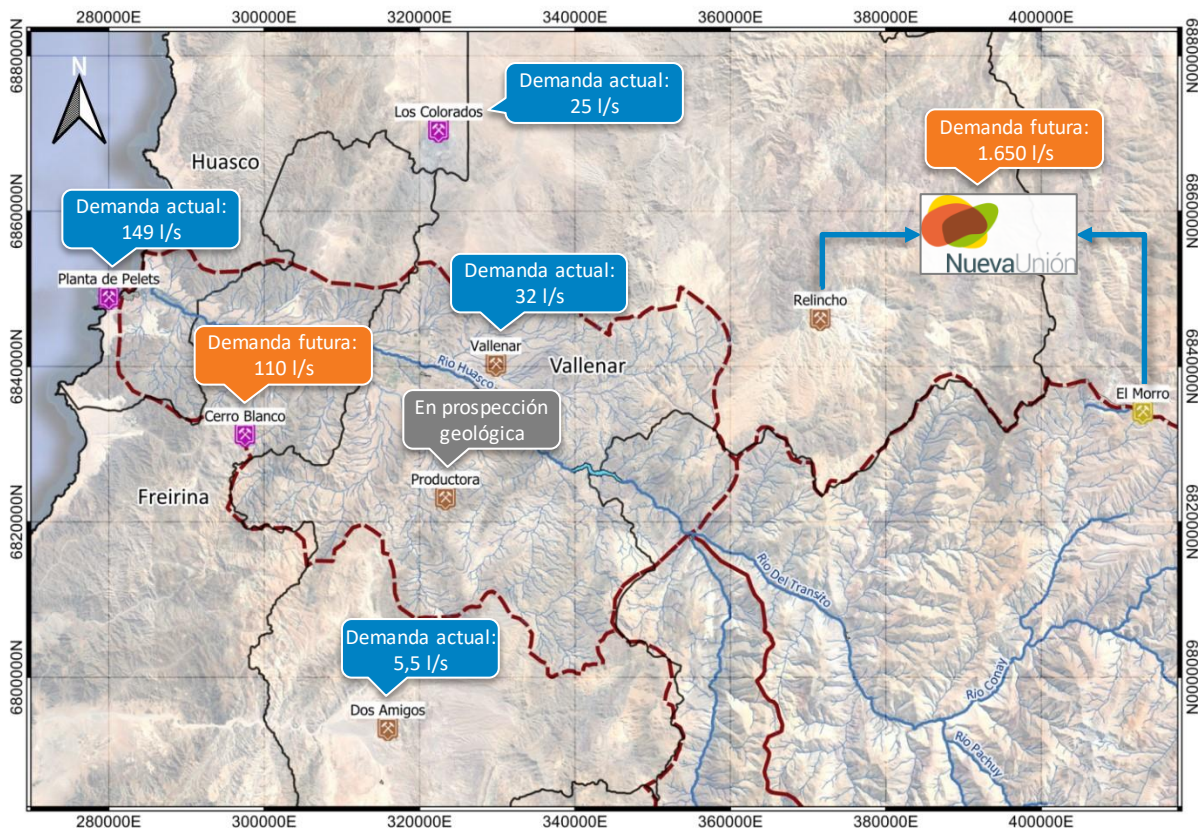
Para la estimación del déficit hídrico se consideraron las demandas de los principales proyectos mineros identificados dentro del área en estudio (Ref. [15], [16], [17], [18], [19], [20]) a partir de la información disponible en el SEIA. En la Tabla 4-3 se presentan los proyectos identificados, el tipo de producción que generan y la demanda de agua requerida. Su ubicación dentro de la cuenca del río Huasco se encuentra en la Figura 4-2.

Es importante mencionar que la demanda hídrica estimada a partir de los proyectos mineros identificados en la zona de estudio considera, por una parte, proyectos que están actualmente en operación, y por otra parte, proyectos que aún no se tiene confirmación si serán ejecutados en los próximos años, por lo cual estos valores pudiesen verse modificados en el futuro.

Tabla 4-3 Demanda de agua para minería.

Empresa	Usuario	Tipo de Producción	Demanda Actual [L/s]	Demanda 2030 [L/s]	Demanda 2050 [L/s]
Compañía Minera del Pacífico S.A.	Los Colorados	Concentrado de Hierro	25	-	25
Compañía Minera del Pacífico S.A.	Planta de Pellets	Aglomerados de hierro	149	-	149
Empresa Nacional de Minería (ENAMI)	Planta Vallenar	Cátodos de cobre y concentrado de cobre, oro y plata	32	-	32
Compañía Explotadora De Minas Spa	Dos Amigos	Cátodos y sulfato de cobre	5,5	-	5,5
SCM White Mountain Titanium	Cerro Blanco	Concentrado de rutilo (dióxido de titanio)	-	110	110
Teck y Newmont Goldcorp	Nueva Unión	Concentrado de cobre, oro y molibdeno	-	970	1.650
Demanda total minería (Año 2050)			212	1.292	1.972

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia basado en Ref. [5]

Figura 4-2 Mapa de demanda de agua para minería.

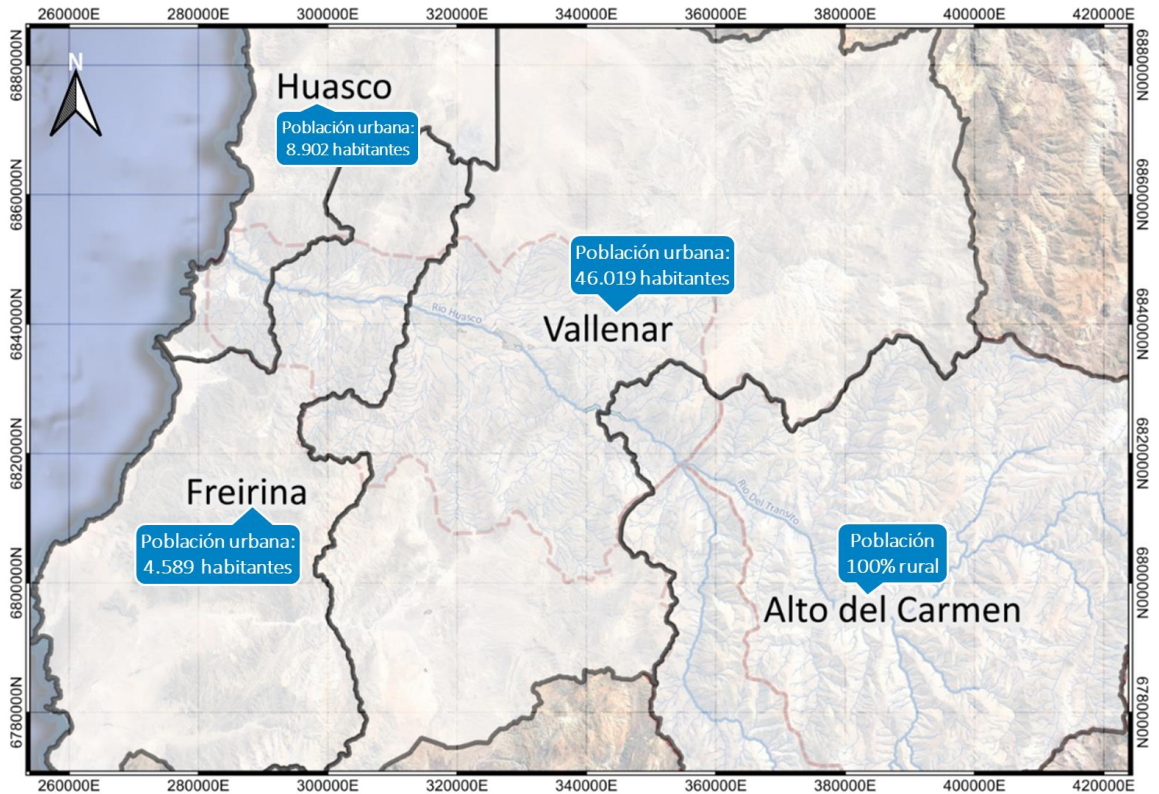
Cabe destacar que los proyectos Cerro Blanco y Nueva Unión todavía no se encuentran en operación. En el caso de Cerro Blanco, este proyecto cuenta con Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado en el año 2015, sin embargo, por haber transcurrido más de 5 cinco años contados desde su notificación sin que se haya iniciado la ejecución del proyecto, la resolución de calificación ambiental (RCA) ha caducado (Ref. [56]). En tanto en el caso de Nueva Unión, este proyecto todavía no ha ingresado al SEIA, no obstante, de acuerdo con la información declarada por Cochilco¹ (Ref. [47]) este podría iniciar su operación en el año 2028, contemplando una primera fase que requerirá 700 L/s, y al año 2031 se desarrollaría una segunda fase en que aumentará la demanda total a 970 L/s. Posteriormente, para el año 2050, se desarrollaría una tercera fase que requeriría una demanda total de 1.650 L/s.

¹ Comisión Chilena del Cobre

4.1.1.3 Agua Potable

Agua Potable Urbana (APU)

La población urbana dentro del área en estudio, presentada en la Figura 4-3, se abastece de agua potable desde los sistemas de producción y distribución pertenecientes a la empresa sanitaria Nueva Atacama S.A.



Fuente: Elaboración propia basada en Ref. [5]

Figura 4-3 Población urbana en Provincia de Huasco.

En la Tabla 4-4 se presenta la proyección de demanda de agua potable urbana requerida para cada localidad en la provincia de Huasco, información extraída del Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco (Ref. [5]). En el estudio de referencia, la demanda actual fue obtenida basándose en información entregada por la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS), y la demanda futura se estimó en base a una proyección demográfica para el área de estudio y las fuentes de extracción que se localizan al interior de los límites definidos de la cuenca y que abastecen localidades con áreas urbanas.

Tabla 4-4 Demanda de agua potable urbana (APU) (2030 – 2050).

Localidad	Población urbana (habitantes)	Demanda Hídrica (L/s)	
		2030	2050
Freirina	4.589	8	9
Huasco	8.902	19	21
Vallenar	46.019	108	117
Demanda APU Total		135	147

Fuente: Ref. [5]

Agua Potable Rural (APR)

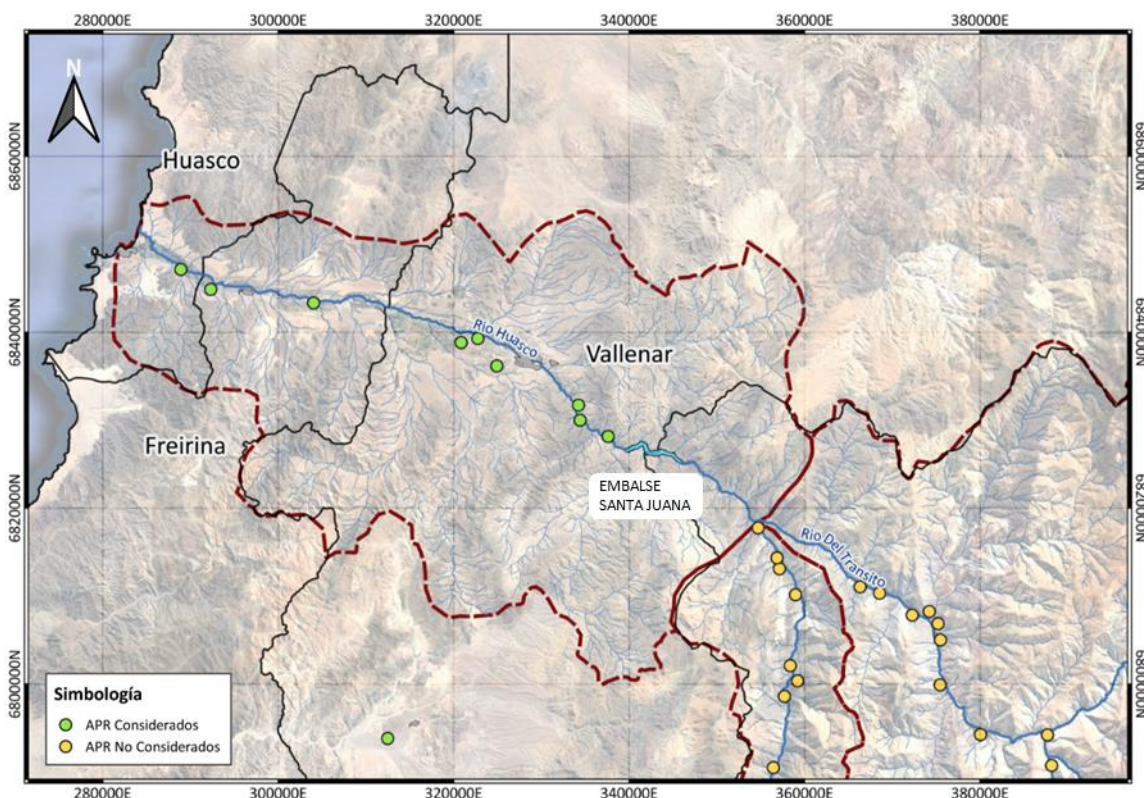
La población rural se abastece de agua potable mediante los sistemas de Agua Potable Rural (APR) existentes en la cuenca. En la siguiente tabla se presenta la demanda de agua potable al año 2030 y 2050 para estos sistemas en toda la provincia de Huasco, extraída del “Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco” (Ref. [5]).

Tabla 4-5 Demanda de agua potable rural (APR) (2030 – 2050).

Comuna	Población (hab./año)		Demanda hídrica (L/s)	
	2030	2050	2030	2050
Vallenar	4.810	12.809	15,7	41,7
Alto del Carmen	5.500	7.896	18,4	26,4
Freirina	727	890	2,4	2,9
Huasco	168	248	0,5	0,8
Total	11.207	21.844	37,0	71,8

Fuente: Ref. [5]

Teniendo en cuenta que se consideran sólo los consumos cuyos usuarios estén ubicados aguas abajo del Embalse Santa Juana, tal como fue explicado en la Sección 4.1.1.1, se adoptan sólo las demandas de los APR ubicados en las comunas de Huasco, Freirina y Vallenar, equivalentes a un 50% de la demanda total al año 2030. Se destaca que, si bien gran parte de los sistemas de APR se ubican en la comuna de Alto del Carmen, como se observa en la Figura 4-4, la demanda considerada logra cubrir la mitad de la demanda total de los sistemas de agua potable rural al año 2030.



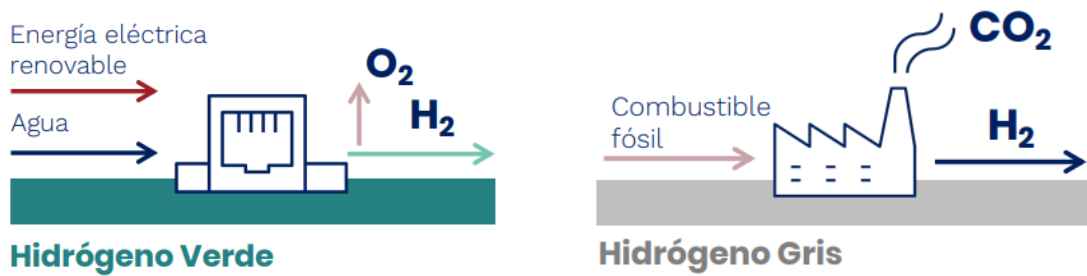
Fuente: Elaboración propia.

Figura 4-4 Mapa de sistemas de agua potable rural (APR) en la cuenca del río Huasco.

4.1.1.4 Hidrógeno Verde

Chile se ha comprometido con la acción climática mediante la implementación de iniciativas que tienen por objetivo alcanzar la carbono-neutralidad al año 2050. Algunas de estas iniciativas se relacionan con el cambio en la forma en que la energía se produce y se consume, camino iniciado con el desarrollo de proyectos de energías renovables (ERNC), y se espera que se incorpore el desarrollo de alternativas de combustibles de recambio a los combustibles fósiles, como es el caso de la producción y utilización de hidrógeno verde (H₂V), de manera de contribuir activamente en la transición energética (Ref.[8]).

A modo de resumen, para que el hidrógeno producido sea considerado como hidrógeno verde, se debe utilizar agua y electricidad proveniente de fuentes renovables. Además, el H₂V actúa como un combustible que no tiene gases de efecto invernadero asociados a su producción (como sí ocurre con la producción de hidrógeno gris al utilizar gas natural, ver siguiente figura), y puede reemplazar combustibles para producir electricidad, calor y diversos derivados.



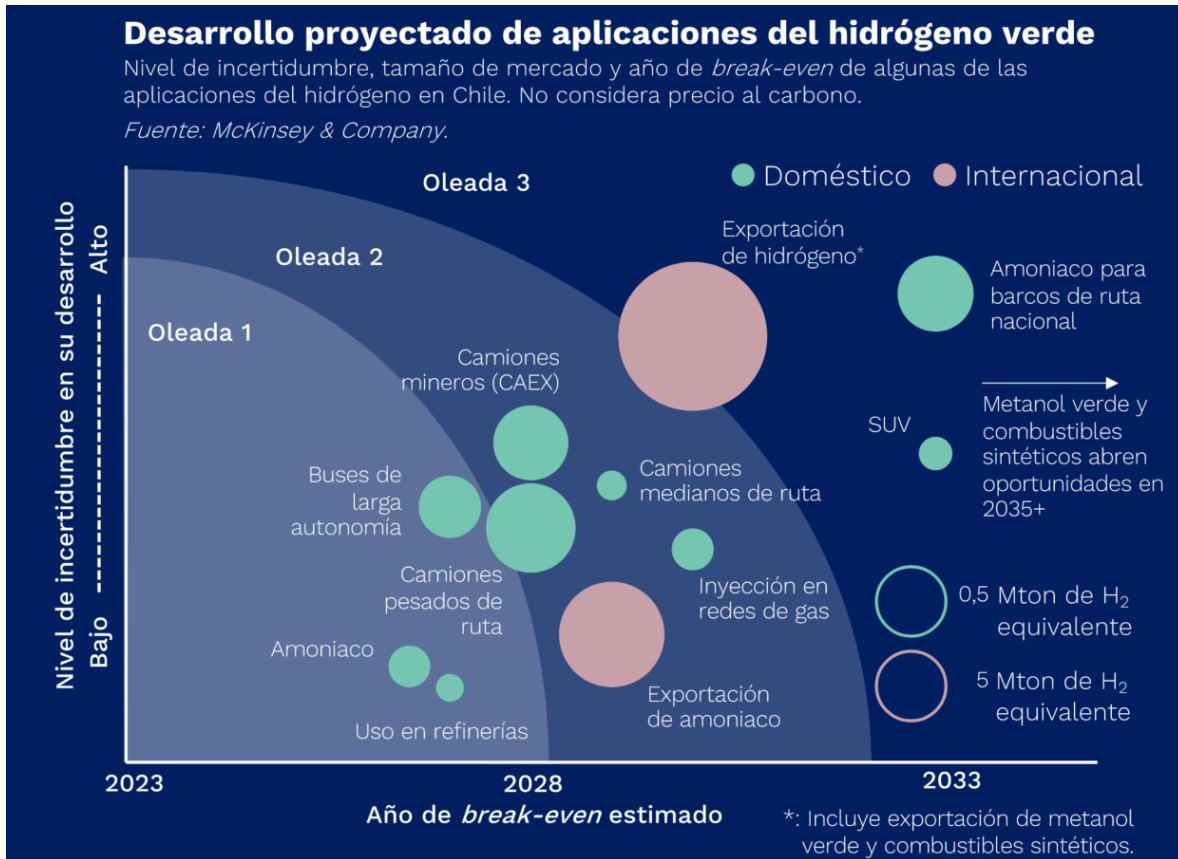
Fuente: Ref. [8]

Figura 4-5 Diferencias entre la producción de hidrógeno verde y gris.

En línea con el compromiso adquirido por el país para alcanzar la carbono neutralidad hacia el año 2050, el Gobierno de Chile publicó una “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” en noviembre de 2020 (Ref. [8]). En ella, se proyecta que Chile podría producir hidrógeno verde a costos bastante competitivos a nivel mundial, esto gracias a un bajo costo proyectado para la generación de energías renovables necesarias para su producción. En particular, la zona norte dispone de ventajas comparativas asociadas a la radiación solar más alta del planeta, lo que permite el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos o similares, y en la zona sur los vientos del extremo austral representan una ventaja para la implementación de proyectos de generación de energía del tipo eólicos (Ref. [8]).

Por otra parte, se espera que el H₂V actúe como vector energético para transformar algunos sectores de alto consumo energético, reemplazando de manera parcial o total los combustibles fósiles (Ref. [8]). Este combustible tiene diferentes aplicaciones (Figura 4-6), desde su uso en refinerías, producción de amoníaco, así como materia prima para la producción de combustibles sintéticos para medios de transporte pesado. Proyectos como el “Atacama Hydrogen Hub” que se instalará en la bahía de Mejillones, Región de Antofagasta, están enfocados a la producción de hidrógeno verde y su utilización para la producción de amoníaco, permitiendo su almacenamiento, transporte y posterior utilización (Ref. [87]).

Dado que para la producción de H₂V se requiere un suministro de agua, resulta fundamental poder estimar, primero que todo, cuánto hidrógeno se pudiese requerir en la zona de estudio, y a su vez, cuánta agua se necesite para producir esta cantidad de H₂V.



Fuente: Ref. [8]

Figura 4-6 Mapa bidimensional entre incertidumbre de desarrollo y año estimado de viabilidad económica.

Con base en este antecedente, y buscando promover la utilización de H₂V y ser parte de la demanda nacional en línea con la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”, se consideran dentro del presente estudio las demandas potenciales de H₂V dentro de la región de Atacama hacia el año 2050, como se puede ver en la imagen precedente.

Principalmente, se identifican tres tipos de potenciales consumidores de H₂V:

- Camiones tolva mineros, o CAEX.
- Camiones de transporte de carga.
- Ferrocarriles de carga.

Estos tres potenciales consumidores se consideran como los más relevantes en la región dado que son sistemas de alta potencia que requieren una gran densidad energética y tiempos de carga bajos, lo que ha dificultado su transición hacia la electromovilidad.

En las siguientes tablas se presenta la estimación de la demanda anual de hidrógeno por cada tipo de consumidor considerado. La metodología y detalle de la estimación se adjunta en el Anexo A del presente documento.

Tabla 4-6 Demanda anual de hidrógeno para camiones de extracción (CAEX)

Camiones de extracción (CAEX)		Año 2030	Año 2050	Unidad
Mina Los Colorados	Cantidad de mineral bruto extraído anualmente	84.000.000		t/año
	Cantidad de camiones CAEX	16	8	CAEX 240 [tc] CAEX 200[tc]
	Consumo de H₂	2.374	7.914	t H₂/año
Mina Nueva Unión	Cantidad de mineral bruto extraído anualmente	87.600.000		t/año
	Cantidad estimada de camiones CAEX	17	8	CAEX 240 [tc] CAEX 200[tc]
	Consumo de H₂	2.599	8.662	t H₂/año
Mina Cerro Blanco	Cantidad de mineral bruto extraído anualmente	11.000.000		t/año
	Cantidad estimada de camiones CAEX	13		CAEX 100 [tc]
	Consumo de H₂	753	2.510	t H₂/año
Mina Dos Amigos	Cantidad de mineral bruto extraído anualmente	9.600.000		t/año
	Cantidad de camiones CAEX	12		CAEX 100 [tc]
	Consumo de H₂	695	2.317	t H₂/año

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4-7 Demanda anual de hidrógeno para camiones de transporte

Camiones de transporte		Año 2030	Año 2050	Unidad
Mina Los Colorados	Distancia ida y vuelta	266		km
	Consumo de H₂	1.085	3.617	t H₂/año
Planta Dos Amigos	Toneladas por mover	12.400		t
	Cantidad de viajes	414		unidad
	Distancia a paipote ida y vuelta	420		km
	Consumo de H₂	5	18	t H₂/año
Planta Vallenar	Toneladas por mover	15.496		t
	Cantidad de viajes	517		unidad
	Distancia a paipote ida y vuelta	296		km
	Consumo de H₂	5	18	t H₂/año
Transporte de ácido sulfhídrico y cal	Distancia anual recorrida	27.792.720		km
	Consumo de H₂	288	1.150	t H₂/año
Transporte General de Carga	Cantidad camiones simples	1.170		unidad
	Cantidad tractocamiones	1.398		unidad
	Distancia recorrida	80.000		km/año-camión
	Consumo de H₂	785	4.708	t H₂/año

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4-8 Demanda anual de hidrógeno para ferrocarril Ferronor

Ferrocarril		Año 2030	Año 2050	Unidad
Ferronor	Largo de viaje ida y vuelta	219,2		km
	Consumo de H₂	1.189	1.981	t H₂/año

Fuente: Elaboración propia.

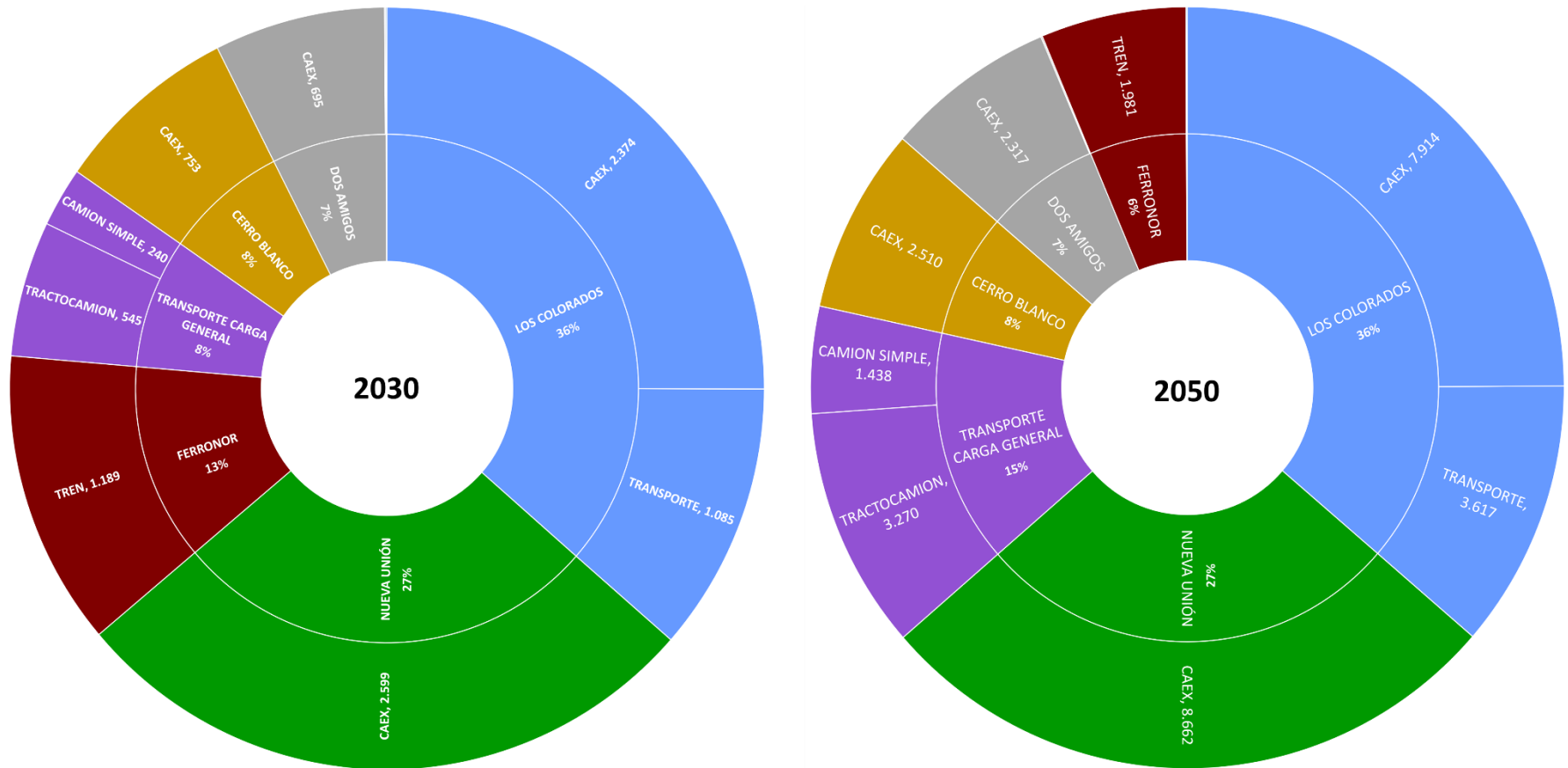
A continuación, en la Tabla 4-9 se presenta un resumen de la demanda de hidrógeno estimada para cada tipo de consumidor y la demanda total estimada para el caso de estudio.

Tabla 4-9 Demanda anual de hidrógeno total

Resumen de consumos de hidrógeno	Año 2030 (t H ₂ /año)	Año 2050 (t H ₂ /año)
Camiones de Extracción (CAEX)	6.421	21.403
Camiones de transporte	1.880	8.358
Ferrocarril	1.189	1.981
Total	9.489	31.743

Fuente: Elaboración propia.

Complementariamente, en la Figura 4-7, se comparan las demandas de hidrógeno de cada equipo y usuario estimadas para los años 2030 y 2050, respectivamente.



Fuente: Elaboración propia

Figura 4-7 Demanda anual de hidrógeno verde total para el año 2030 y 2050

Se destaca que algunos datos de consumo de hidrógeno mostrado en las tablas anteriores no alcanzan a aparecer en los gráficos, pues su cantidad anual requerida es insignificante respecto a los clientes como Los Colorados, Nueva Unión, Dos Amigos, Ferronor y Cerro Blanco.

De lo gráficos se puede observar que el cliente de transporte de carga aumentaría su participación de un 8% a un 15% para el 2050 como potencial consumidor de hidrógeno verde. Además, se destaca que el consumo estimado dependerá de la concreción del proyecto Nueva Unión y de la continuidad operacional del sector minero en general en la zona.

Demanda de agua para la producción de hidrógeno

En base a la demanda total de hidrógeno, se estimó la demanda de agua requerida para su producción, considerando el consumo de agua para el proceso de electrólisis, y suponiendo que el agua proveniente de la planta desalinizadora requerirá un postratamiento en el sitio de producción de hidrogeno, cuya recuperación es de alrededor del 80%, para alcanzar la calidad ultrapura requerida. Además, se estimó un sobredimensionamiento del 10% del consumo de agua considerado consumos fortuitos por proyectos no considerados o potenciales pérdidas que se puedan producir a lo largo del tiempo.

Tabla 4-10 Demanda de agua para producción de hidrógeno

Demanda de agua	Año 2030	Año 2050	Unidad
Demanda total de H ₂	9.489	31.743	t H ₂ /año
Consumo de agua por Electrolizador	1		L/Nm ³ H ₂ ⁽¹⁾
Densidad H ₂	0,09		kg/Nm ³
Consumo de agua por Electrolizador	11		L/kg H ₂ ⁽²⁾
Eficiencia Pretratamiento de Agua para Electrolizador	80%		% ⁽³⁾
Demanda de agua	105.578	353.167	m³/año
	4,2	14,0	L/s
Margen	10		%
Demanda total de agua proyectada	4,6	15,4	L/s

Nota: ⁽¹⁾ Ref. [115]

⁽²⁾ Considera agua ya apta para ingreso a los electrolizadores.

⁽³⁾ Se estima que sólo se requiere un segundo paso de osmosis inversa y un proceso de desmineralización.

Fuente: Elaboración propia.

4.1.1.5 Pecuario

La proyección de demanda del sector pecuario para el año 2030 y 2050 se presenta en la Tabla 4-11. Esta información fue extraída del “Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco” (Ref. [5]). En el estudio de referencia, la demanda se estimó en base a información de los Censos Agropecuarios de los años 1997 y 2007, considera la producción para el área de estudio y el consumo de agua por especies de ganado.

Tabla 4-11 Demanda de agua sector pecuario.

Sector	Demanda [L/s]	
	Año 2030	Año 2050
Pecuario	9	13

Fuente: Ref. [5]

4.1.1.6 Demanda total de agua considerada

En base a la demanda de agua identificada para los sectores: agricultura, minería, agua potable urbana y rural, pecuario, y producción de hidrógeno verde; en la Tabla 4-12 se presenta la estimación de la demanda hídrica para los años 2030 y 2050 considerada para el caso de estudio.

Tabla 4-12 Demanda de agua total considerada

Sector	Demanda [L/s]	
	Año 2030	Año 2050
Agrícola (ZR4 a ZR8)	1.968	2.620
Agua Potable Urbana (APU)	135	147
Agua Potable Rural (APR)	19	45
Minería	1.292	1.972
Pecuario	9	13
Producción de hidrógeno	4,6	15,4
Demanda consuntiva total	3.428⁽¹⁾	4.812⁽¹⁾

Nota: (1) Valores redondeados.

Fuente: Elaboración propia.

Se concluye que los principales consumidores de agua en la cuenca corresponden al sector agrícola y minero, con aproximadamente el 55% y 39% del total de la demanda respectivamente. Adicionalmente, se destaca que en la cuenca del Río Huasco actualmente no existe demanda de agua para producción de hidrógeno verde para su uso como combustible, sin embargo, las estimaciones indican que en el futuro esta demanda podría corresponder a menos del 1% para su uso en el sector minero.

Finalmente, es importante mencionar que, si bien cada tipo de uso tiene requerimientos de calidad de agua específicos, en la presente sección se estima la cantidad de agua demandada de forma general, sin considerar la calidad de agua requerida para cada usuario. El análisis de la calidad del agua se presenta en secciones posteriores.

4.1.1.7 Mercado de Derechos de Aprovechamiento de Aguas (DAA)

Adicionalmente en la Tabla 4-13 se presentan los derechos de aprovechamiento de aguas (DAA) en la cuenca del Río Huasco identificados en el Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco (Ref. [5]). En resumen, en el año 2020, existían concedidos 43 DDA subterráneos del tipo consuntivo² y de ejercicio permanente y continuo, lo que equivale a 927 L/s. Por su parte, el flujo total de derechos de aprovechamiento permanentes de aguas superficiales para Río Huasco es de 3.740 L/s.

Tabla 4-13 Resumen DDA otorgados en la cuenca del Río Huasco.

Fuente	Tipo de Derecho y Ejercicio del Derecho	Caudal (L/s)
Superficial	Permanente	3.740
	Eventual	3.740 – 5.540 ⁽¹⁾
	Total	11.600
Subterráneo	Permanente	927
	Eventual	178
	Total	1.105

Nota: ⁽¹⁾ Demanda varía mensualmente.

Fuente: Ref. [5]

4.1.2 Análisis de la oferta hídrica superficial y subterránea

La oferta hídrica superficial y subterránea de la cuenca fue extraída del “Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco” (Ref. [5]). En el estudio de referencia, estiman la oferta mediante el acople de modelos de simulación de flujos superficiales³ y subterráneos⁴. Ambos modelos fueron calibrados utilizando la información disponible para el periodo 1994 a 2019, y se implementan dos escenarios de cambio climático para el periodo 2025 a 2050.

² Derecho de aprovechamiento consuntivo es aquel que faculta a su titular para consumir totalmente las aguas en cualquier actividad (Ref. [60])

³ Utilizando la plataforma WEAP

⁴ Utilizando el código MODFLOW

Adicionalmente, para evaluar la condición hídrica de las comunas de Huasco, Freirina y Vallenar, se ha consultado la información disponible en el Atlas de Riesgos Climáticos para Chile (ARClím)⁵, herramienta encargada por el Ministerio del Medioambiente de Chile para fortalecer las capacidades nacionales frente a los desafíos del cambio climático en el país, mediante la elaboración de desarrollo de mapas de riesgos para proyecciones climáticas históricas y futuras⁶.

ARClím cuenta con un “Explorador de Amenazas Climáticas”, correspondiente a una herramienta para visualizar los índices climáticos del territorio nacional para un período histórico reciente (1980-2010) y un período futuro cercano (2035-2065) bajo el escenario RCP8.5. Estos índices⁷ cuantifican diversas amenazas climáticas debido a la ocurrencia de condiciones meteorológicas adversas.

En las siguientes figuras se presentan los gráficos extraídos del ARClím que muestran el comportamiento de distintas variables climáticas relevantes de las comunas de Huasco, Freirina y Vallenar a lo largo del tiempo.

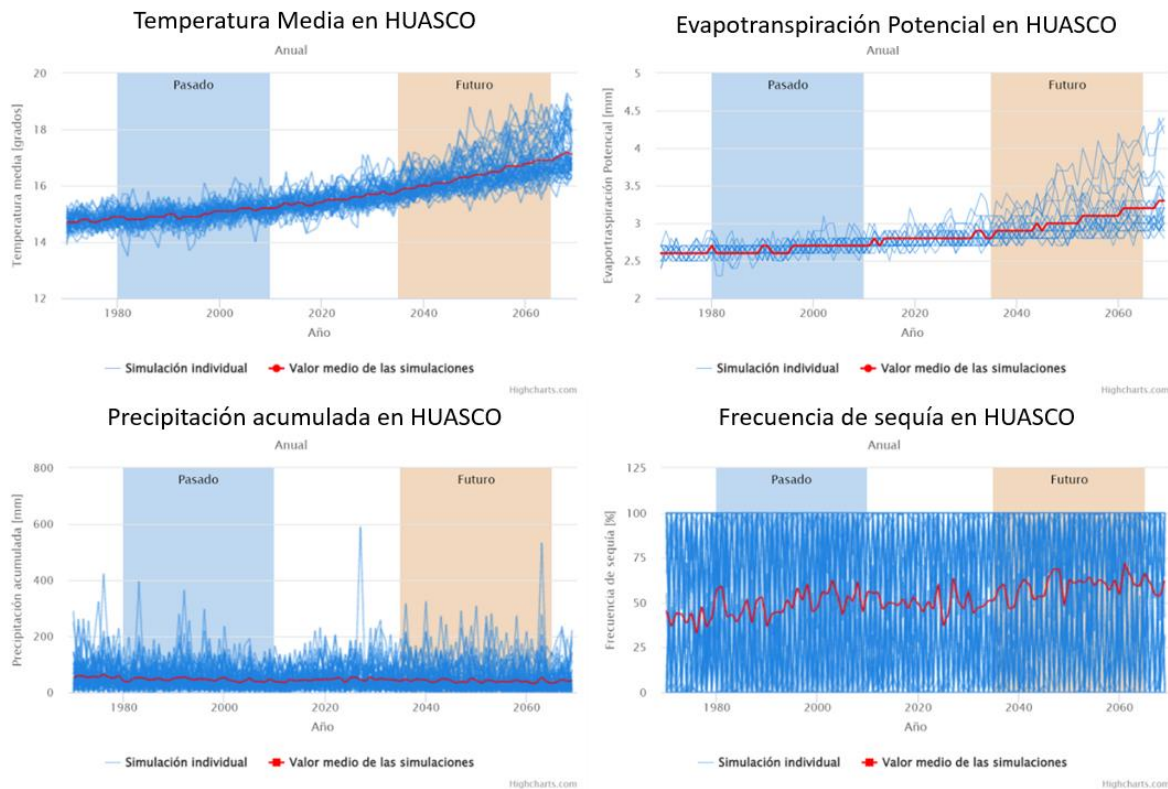


Figura 4-8 Amenazas climáticas proyectadas para la comuna de Huasco (Ref. [135])

⁵ ARClím (<https://arclim.mma.gob.cl/>) es un proyecto del Ministerio del Medio Ambiente del Gobierno de Chile, desarrollado por el Centro de Investigación del Clima y la Resiliencia (CR2) y el Centro de Cambio Global (CCG-Universidad Católica de Chile) con la colaboración de otras instituciones nacionales e internacionales.

⁶ históricas (período 1980-2010) y futuras (período multidecadal de 30 años centrado en 2050), este último bajo un escenario de altas emisiones de gases con efecto invernadero (RCP8.5).

⁷ El cálculo de estos índices se realiza en base a los valores de diversas variables atmosféricas simuladas por modelos climáticos (ARClím).

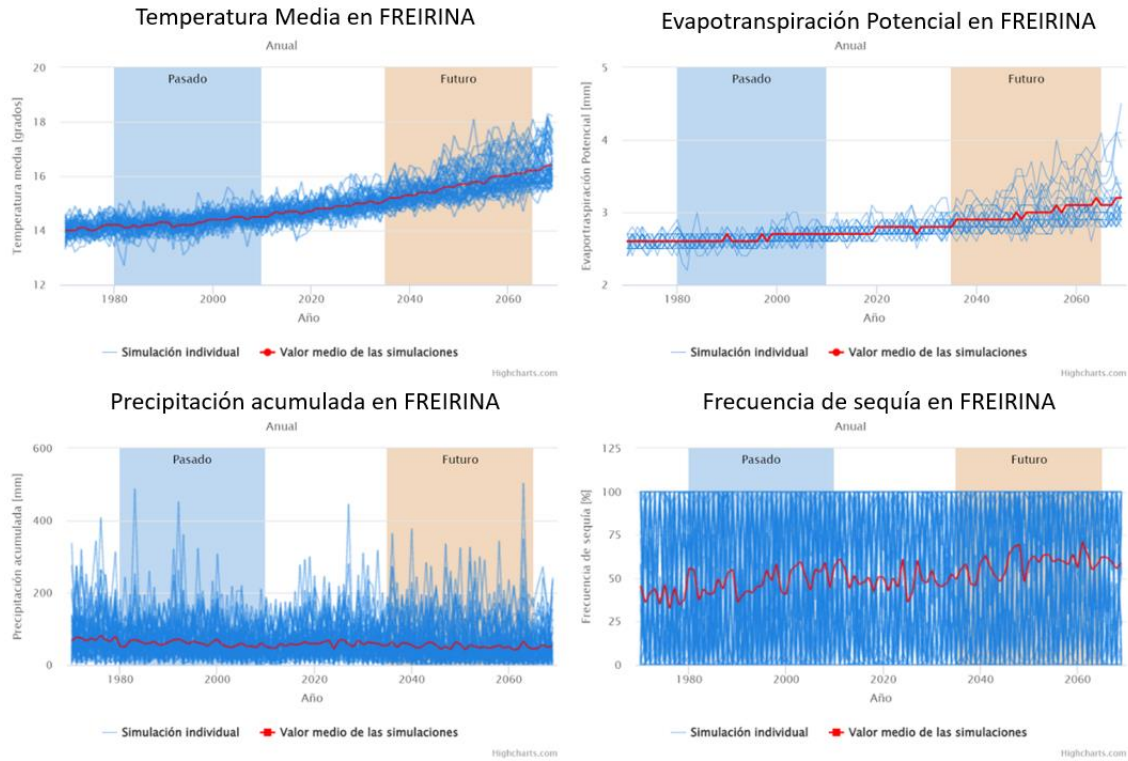


Figura 4-9 Amenazas climáticas proyectadas para la comuna de Freirina (Ref. [135]).

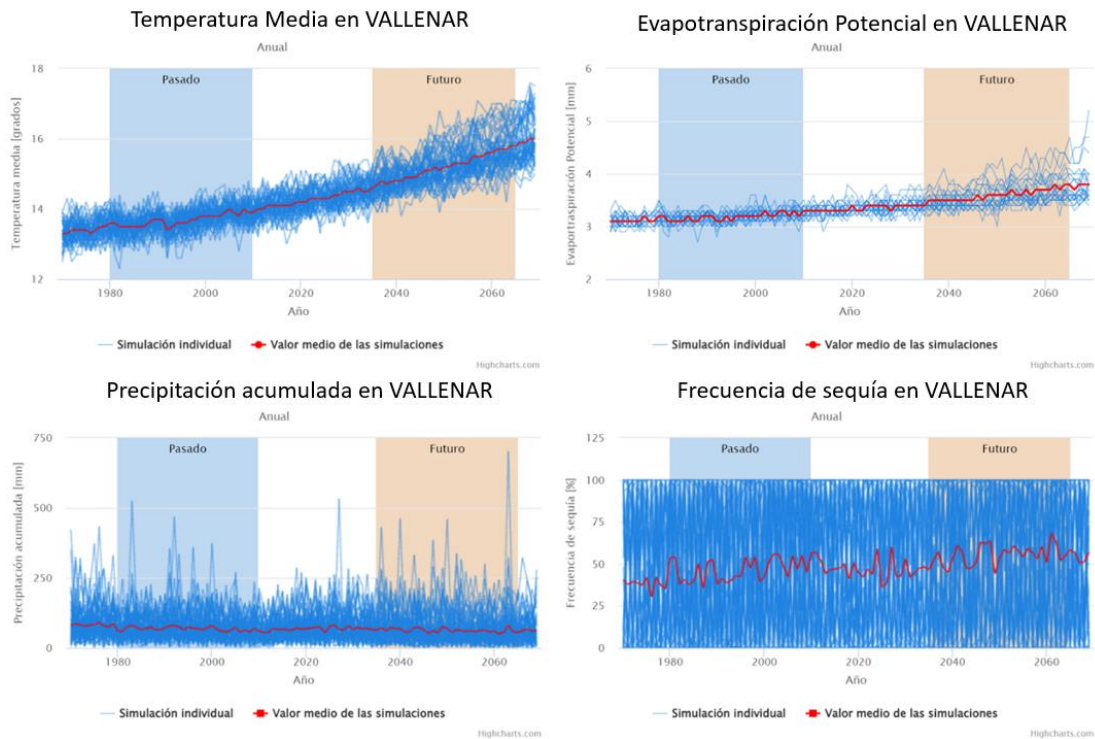


Figura 4-10 Amenazas climáticas proyectadas para la comuna de Vallenar (Ref. [135])

Se puede observar que si bien no se proyectan grandes variaciones en la precipitación acumulada, ni cambios en la frecuencia de sequías para las comunas de Huasco, Freirina y Vallenar, se proyecta un aumento importante en las temperaturas medias que consistentemente muestran un aumento en los niveles de evapotranspiración proyectados. Dichos efectos son mencionados dentro del ARClím como elementos que aumentan el riesgo de sequía hidrológica⁸.

En años normales, los recursos hídricos del río Huasco provienen exclusivamente de la alta cordillera andina, la que según las proyecciones mediante ARClím irán disminuyendo en el tiempo (Ver Figura 4-11).

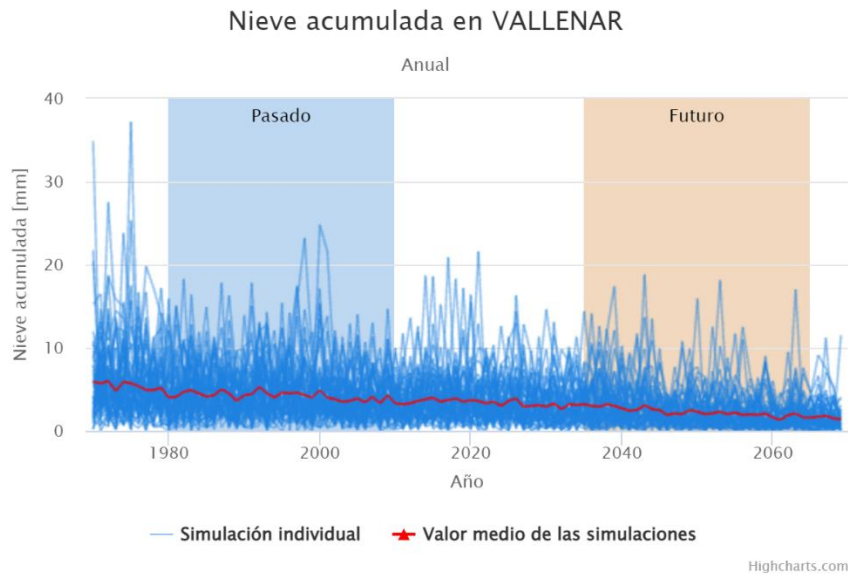


Figura 4-11 Nieve acumulada proyectada para la comuna de Vallenar (Ref. [135])

De acuerdo con condiciones futuras supuestas para el escenario de cambio climático MCG CSIRO⁹, correspondiente al que genera las menores variaciones de precipitación y escorrentía para las cuencas, la oferta de agua subterránea estimada en el “Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco” (Ref. [5]), para el periodo de 2025 a 2050, corresponde a 1.575 L/s.

En tanto, la oferta superficial estimada en el mismo plan estaría dentro del rango de 3.000 a 6.000 L/s, variando según la probabilidad de excedencia y ubicación geográfica del punto de control para la definición de la cuenca.

⁸ Se entiende por “Sequía Hidrológica” una condición de déficit extremo en alguna variable hidrológica con respecto a su comportamiento habitual en una o más cuencas de interés. Estos mapas muestran los efectos adversos de sequías hidrológicas, identificada en base a mediciones de caudal, en distintas comunas del país. Estas condiciones están asociadas tanto a un aumento en la frecuencia de los caudales bajos, como también a una disminución en la magnitud de los caudales extremos bajos. Si bien está asociado a caudales superficiales, existe una natural interacción entre los recursos superficiales y subterráneos

⁹ Modelo de Circulación General (MCG) que genera las menores variaciones de precipitación y escorrentía para las cuencas (Ref. [5])

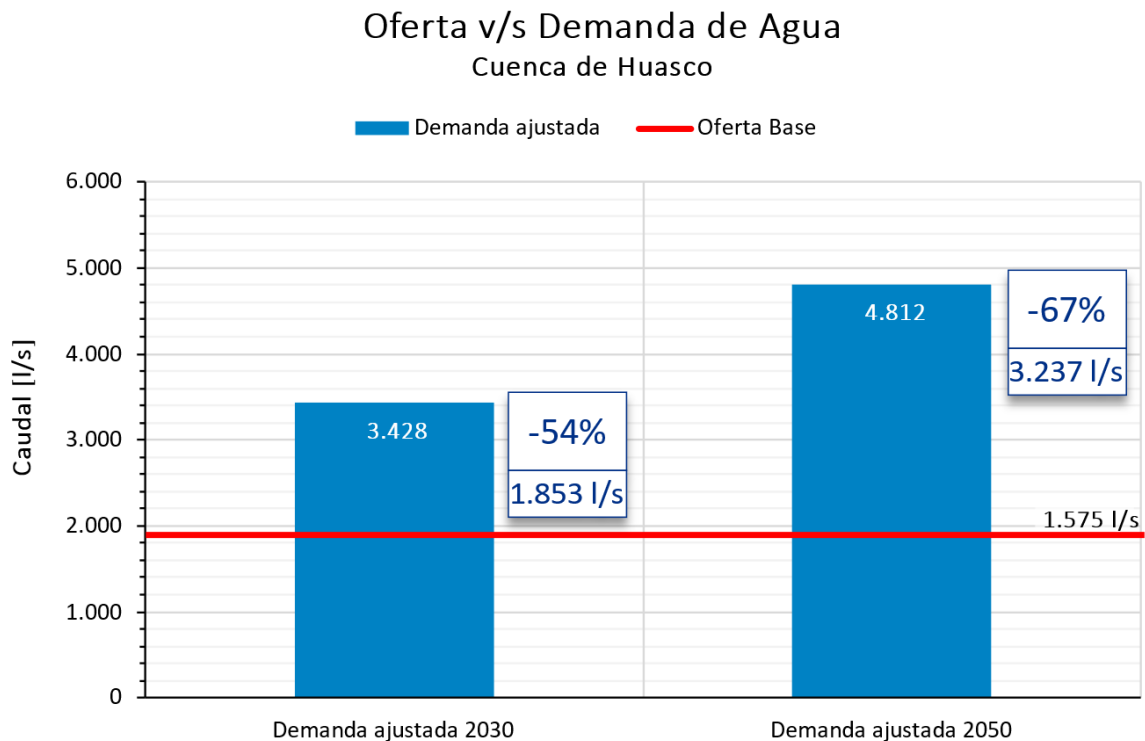
4.1.3 Balance de oferta y demanda de agua

De acuerdo con el “Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco” (Ref. [5]) se estima que las necesidades de escorrentía superficial mínimas para efectos ambientales, es decir, caudal de protección ambiental y caudal ecológico, en promedio equivale a 8.770 L/s.

En base a lo anterior, y de acuerdo con lo presentado en las secciones precedentes, la cuenca del río Huasco no cuenta con oferta hídrica superficial sustentable en el tiempo, por cuanto el caudal superficial del río no cubriría los mínimos requerimientos ambientales.

En consistencia con lo anterior, para el presente estudio se ha considerado que la oferta hídrica para el periodo de 2025 a 2050 corresponde exclusivamente a la componente subterránea, es decir, se contaría con una disponibilidad hídrica equivalente a 1.575 L/s para satisfacer las demandas proyectadas que se consideraron para dicho período.

En la Figura 4-12 se presentan la demanda, oferta y déficit hídrico estimado para la cuenca del río Huasco para los años 2030 y 2050, en base a los supuestos mencionados en secciones anteriores y la información disponible públicamente. Se observa que el déficit hídrico alcanzaría un 54% el año 2030 y un 67% para el 2050, valores equivalentes a 1.853 L/s y 3.237 L/s, respectivamente.



Fuente: Elaboración propia.

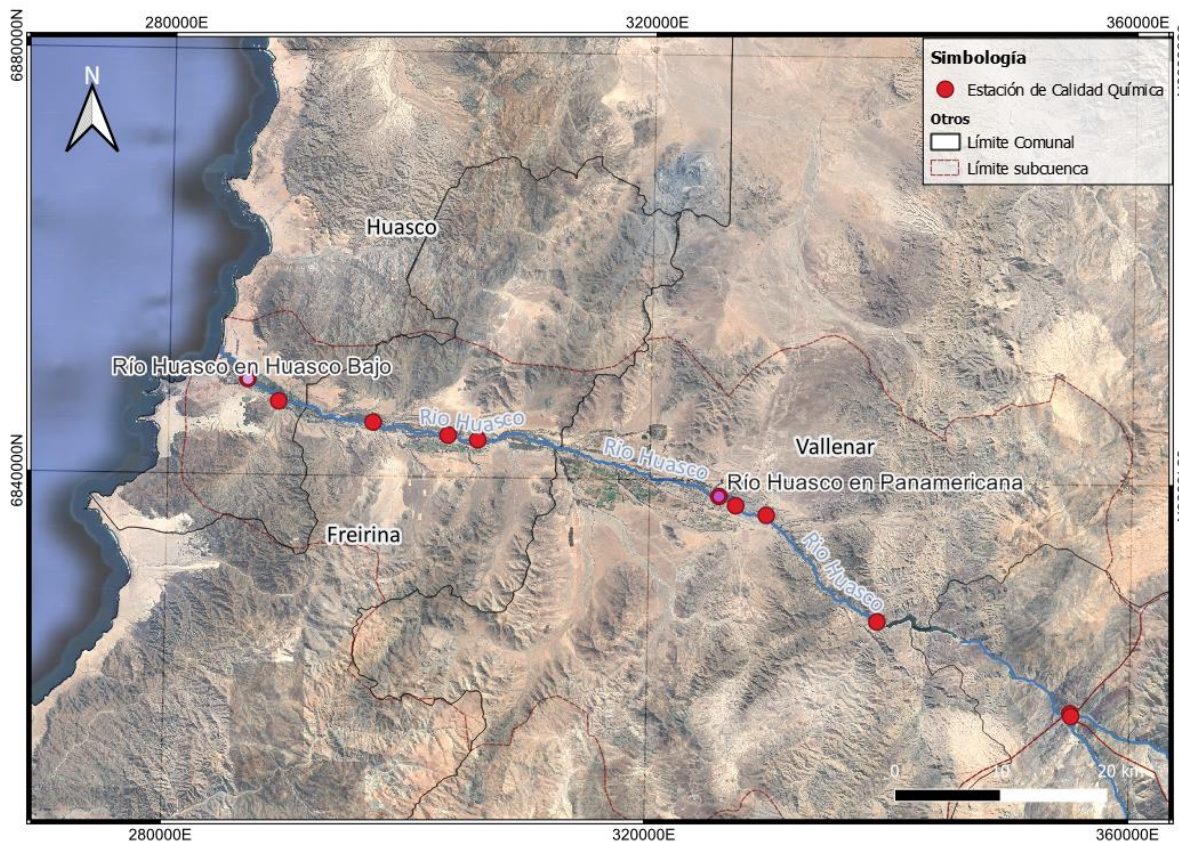
Figura 4-12 Balance hídrico ajustado en la cuenca del río Huasco 2030 – 2050.

4.2 Calidad de agua

En la presente sección se presenta una revisión de la calidad actual del Río Huasco, los requerimientos de calidad de agua para los principales usos que se encuentran normados, y con ellos, se definen los parámetros de calidad del agua producto del caso de estudio.

4.2.1 Calidad del agua del Río Huasco

La calidad de agua superficial en la cuenca se caracteriza a partir de las estaciones de calidad pertenecientes a la Red Hidrométrica de la DGA (Ref. [5] y [7]). La Figura 4-13 presenta las estaciones presentes en el Río Huasco, en particular se seleccionan las estaciones ‘Río Huasco en Panamericana’ (BNA 03823001) y ‘Río Huasco en Huasco Bajo’ (BNA 03826001), las cuales cuentan con registros en el periodo 2010 – 2016.



Fuente: Elaboración propia basado en Ref. [7]

Figura 4-13 Estaciones de calidad presentes en el Río Huasco

En la siguiente tabla se presentan algunos parámetros de calidad del agua del Río Huasco.

Tabla 4-14 Parámetros de calidad del agua del Río Huasco

Parámetro		Unidad	Río Huasco en Panamericana	Río Huasco en Huasco Bajo
			Promedio	
Cloruro	(Cl ⁻)	mg/L	53	424
Boro	(B)	mg/L	1 ⁽¹⁾	1,4
Conductividad específica	(c)	μS/cm a 25°C	1.189	2.939
Sólidos disueltos totales	(s)	mg/L	761	1.881

Nota: Valores obtenidos considerando el periodo 2010 – 2016

⁽¹⁾ Medida menor a la sensibilidad del instrumento

Fuente: Elaboración propia basándose en Ref. [5], [6] y [7]

4.2.2 Agua para riego

La calidad de agua requerida para riego está definida por la norma NCh1333 (Ref. [50]). En la Tabla 4-15 se presentan los requerimientos de calidad para elementos químicos y bacteriológicos definidos por esta norma.

Tabla 4-15 Concentraciones máximas de elementos químicos y bacteriológicos en agua para riego

Parámetro	Unidad	Límite máximo	
Aluminio	(Al)	mg/L	5,00
Arsénico	(As)	mg/L	0,10
Bario	(Ba)	mg/L	4,00
Berilio	(Be)	mg/L	0,10
Boro	(B)	mg/L	0,75
Cadmio	(Cd)	mg/L	0,01
Cianuro	(CN ⁻)	mg/L	0,20
Cloruro	(Cl ⁻)	mg/L	200,00
Cobalto	(Co)	mg/L	0,05
Cobre	(Cu)	mg/L	0,20
Cromo	(Cr)	mg/L	0,10
Fluoruro	(F ⁻)	mg/L	1,00
Hierro	(Fe)	mg/L	5,00
Litio	(Li)	mg/L	2,50
Litio (cítricos)	(Li)	mg/L	0,075
Manganeso	(Mn)	mg/L	0,20
Mercurio	(Hg)	mg/L	0,001
Molibdeno	(Mo)	mg/L	0,01
Níquel	(Ni)	mg/L	0,20

Parámetro		Unidad	Límite máximo
Plata	(Ag)	mg/L	0,20
Plomo	(Pb)	mg/L	5,00
Selenio	(Se)	mg/L	0,02
Sodio porcentual	(Na)	%	35,00
Sulfato	(So ₄)	mg/L	250,00
Vanadio	(V)	mg/L	0,10
Zinc	(Zn)	mg/L	2,00
pH	-	-	5,5 < pH < 9,0
Coliformes fecales	-	NMP/100 mL	1000

Fuente: Ref. [50]

Además, en la Tabla 4-16 se presenta la clasificación de aguas para riego de acuerdo con sus condiciones de salinidad, en base a las características de conductividad específica y concentración de sólidos disueltos totales.

Tabla 4-16 Parámetros de aguas para riego según salinidad

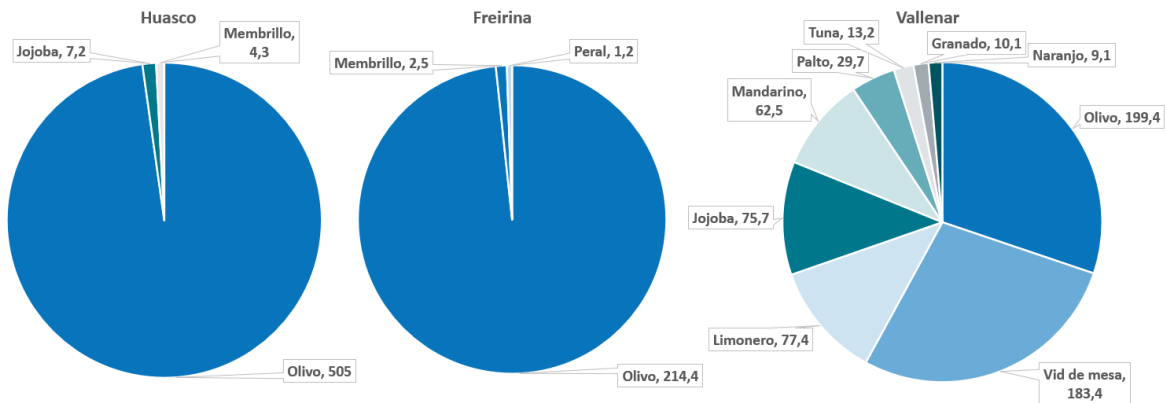
Clasificación	Conductividad específica (c)	Sólidos disueltos totales (s)
	μS/cm @ 25°C	mg/L a 105°C
Agua con la cual generalmente no se observarán efectos perjudiciales	$c \leq 750$	$s \leq 500$
Agua que puede tener efectos perjudiciales en cultivos sensibles	$750 < c \leq 1.500$	$500 < s \leq 1.000$
Agua que puede tener efectos adversos en muchos cultivos y necesita de métodos de manejo cuidadosos	$1.500 < c \leq 3.000$	$1.000 < s \leq 2.000$
Agua que puede ser usada para plantas tolerantes en suelos permeables con métodos de manejo cuidadosos	$3.000 < c \leq 7.500$	$2.000 < s \leq 5.000$

Fuente: Ref. [50]

De acuerdo con la calidad de agua para riego y los registros de calidad del río Huasco (Tabla 4-14), se destaca que actualmente se riega con un agua que presenta una concentración de boro y salinidad mayor a la recomendada por la normativa.

Por otro lado, en la Figura 4-14 se presenta un resumen de las especies y superficies (ha) plantadas en la zona. Se observa que el 98% de los cultivos en las comunas de Huasco y Freirina corresponde a plantaciones de olivo. Mientras que en Vallenar existe mayor variedad de especies plantadas, en particular, un 30% corresponde a olivo, 27,6% a vid de mesa, 11,6% a limonero, 11,4% jobo, y el resto (19,4%) corresponde a plantaciones de mandarino, palto, tuna, granado, naranjo, entre otros.

Se destaca que las plantaciones de olivo tienen una clasificación de semi-tolerantes al boro, es decir, tolerancia al boro entre 1 a 2.5 mg/L (Ref. [69], [76] y [42]), y que la calidad en el Río Huasco del parámetro boro es en torno a 1.3 mg/L (Ref. [6]).



Fuente: Ref. [40]

Figura 4-14 Resumen de las especies y superficies (ha) plantadas en la zona de Huasco.

4.2.3 Agua para consumo humano y bebida de animales

La calidad de agua requerida para consumo humano y bebida de animales está definida por la norma de "Agua Potable" - NCh409 (Ref. [51]). En la Tabla 4-17 se presentan los requerimientos de calidad definidos por esta norma.

Tabla 4-17 Parámetros máximos en agua potable.

Parámetro	Unidad	Límite máximo
Cobre (Cu)	mg/L	2,0
Cromo total (Cr)	mg/L	0,05
Fluoruro (F ⁻)	mg/L	1,5
Hierro (Fe)	mg/L	0,3
Manganeso (Mn)	mg/L	0,1
Magnesio (Mg)	mg/L	125,0
Selenio (Se)	mg/L	0,01
Zinc (Zn)	mg/L	3,0
Arsénico (As)	mg/L	0,01
Cadmio (Cd)	mg/L	0,01
Cianuro (CN ⁻)	mg/L	0,05
Mercurio (Hg)	mg/L	0,001
Nitrato (NO ₃ ⁻)	mg/L	50
Nitrito (NO ₂ ⁻)	mg/L	3,0
Razón nitrato + nitrito ⁽¹⁾	-	1
Plomo (Pb)	mg/L	0,05
Cloruro (Cl ⁻)	mg/L	400
Sulfato (SO ₄ ⁻²)	mg/L	500
pH	-	6,5 < pH < 8,5
Sólidos disueltos totales	mg/L	1.500
Coliformes fecales	NMP/100 mL	5

Nota: ⁽¹⁾ Suma de las razones entre la concentración medida de cada uno y su respectivo límite máximo.

Fuente: Ref. [51]

4.2.4 Agua para producción de hidrógeno

Para la producción de hidrógeno verde la calidad del agua varía según los fabricantes de electrolizadores. Generalmente se utiliza agua desionizada, es decir, agua de “Tipo I o II” (Ref. [67]), de acuerdo con los límites establecidos por parámetro según la norma ASTM D1193 (Ref. [52]), presentados en la Tabla 4-18.

Tabla 4-18 Parámetros de calidad de agua.

Parámetro	Unidad	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Conductividad eléctrica	μS/cm @ 25°C	< 0,056	< 1,0	< 0,25	< 5,0
Resistividad eléctrica	MΩ-cm @ 25°C	> 18	> 1,0	> 4,0	> 0,2
Carbono orgánico total (TOC)	μg/L	< 50	< 200	-	-
Sodio (Na)	μg/L	< 1	< 5	< 10	< 50
Cloro (Cl)	μg/L	< 1	< 5	< 10	< 50
Sílice	μg/L	< 3	< 500	-	-
pH	-	-	-	5 < pH < 8,0	5 < pH < 8,0

Fuente: Ref. [52]

4.2.5 Agua para minería

En el caso del agua para minería, su calidad no es regulada por una normativa, ya que esta dependerá de los requerimientos de los procesos metalúrgicos de cada usuario. De acuerdo con la experiencia del consultor, en la Tabla 4-19 se presentan parámetros generales de la calidad de agua utilizada en procesos de minería.

Tabla 4-19 Composición general de agua para procesos de minería.

Parámetro	Unidad	Alimentación
pH	-	7 – 8,5
Sólidos disueltos totales (TDS)	mg/L	≤ 1.000 a <3.000
Cloruro, Cl ⁻	mg/L	≤ 300
Bicarbonato, HCO ₃ ⁻	mg/L	> 48
Alcalinidad (como CaCO ₃)	mg/L	> 40
LSI	-	> 0

Fuente: Base de datos CDM Smith.

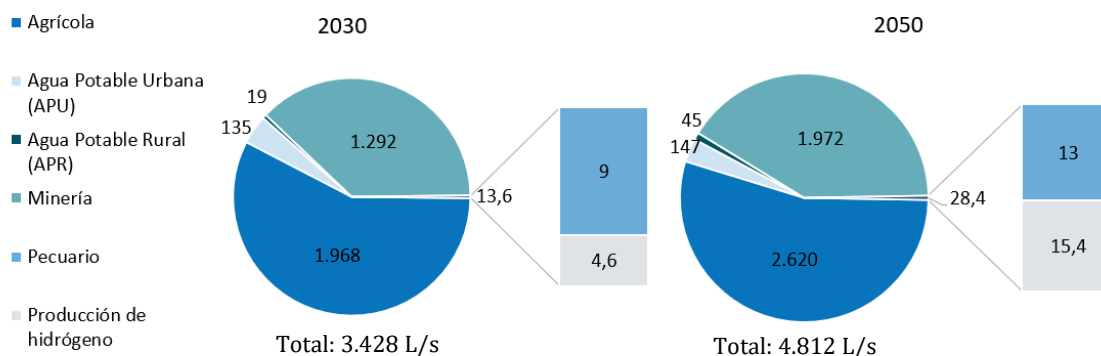
4.3 Resumen del balance hídrico y calidad del agua objetivo

Balance Hídrico

Basándose en la información declarada en el “Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca de Huasco” (Ref. [5]) y los ajustes y complementos descritos anteriormente, se concluye que:

La demanda de agua en la cuenca podría alcanzar valores cercanos a 3.428 L/s para el año 2030 y 4.812 L/s para el 2050.

Los principales consumidores de agua corresponden al sector agrícola (57% en 2030 y 55% en 2050) y minero (38% en 2030 y 41% en 2050), tal como se presenta en la Figura 4-15.



Fuente: Elaboración propia

Figura 4-15 Resumen demandas de agua (en L/s) consideradas

La cuenca del Río Huasco cuenta con una oferta hídrica subterránea de 1.575 L/s para el periodo de 2025 a 2050.

El déficit hídrico en la cuenca será de 1.853 L/s para el año 2030, y 3.237 L/s para el año 2050.

El dimensionamiento de las obras hidráulicas del caso de estudio (i.e., planta desalinizadora, impulsiones y cañería de transporte, etc.) se realizará considerando un requerimiento hídrico de 2.000 L/s para el año 2030 y 1.500 L/s adicionales para el año 2050 en la cuenca, tal como se presenta en la Tabla 4-20.

Tabla 4-20 Balance hídrico ajustado en la cuenca del río Huasco 2030 – 2050.

Balance hídrico	2030	2050
Demanda consuntiva total (L/s)	3.428	4.812
Oferta Hídrica (L/s)	1.575	1.575
Déficit Hídrico (L/s)	1.853	3.237
Requerimiento Hídrico (L/s)	2.000	3.500

Fuente: Elaboración propia

Calidad del agua

La calidad del agua producida por las plantas desalinizadoras depende principalmente de la tecnología elegida, así como de la calidad de agua de mar (sus límites máximos de TDS) y la composición iónica y temperatura del agua (Ref. [83]). A modo de referencia, en Chile y el mundo, la osmosis inversa es una de las tecnologías más utilizadas de desalinización, en la Tabla 4-21 se presentan los parámetros generales de calidad del permeado¹⁰ producido por las plantas desalinizadoras utilizando tecnología de osmosis inversa. La descripción detallada de esta tecnología se realiza en la Sección 5.

¹⁰ Agua permeado: se define al agua que pasa a través de las membranas de osmosis inversa.

Tabla 4-21 Calidad de permeado producido por plantas desalinizadoras de osmosis inversa de una etapa.

Parámetro		Unidad	Concentración
Sólidos disueltos totales	(S)	mg/L	300 – 500
Cloruro	(Cl-)	mg/l	150 -240
Potasio	(K)	mg/L	< 1
Calcio	(Ca)	mg/L	0,3 – 0,5
Magnesio	(Mg)	mg/L	0,4 – 4
Sodio	(Na)	mg/L	90 – 180
Boro	(B)	mg/L	0,7 – 1,5

Fuente: Ref. [83]

Se destaca que las concentraciones de sólidos disueltos totales, cloruro y sodio en el permeado generado por un sistema de osmosis inversa con un posterior post tratamiento consistente en re-mineralización y desinfección permiten cumplir los requisitos reglamentarios de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos (US EPA¹¹) y la normativa chilena NCh 409. En base a lo anterior, se concluye que una planta desalinizadora de osmosis inversa de agua de mar de un paso podría permitir obtener un agua producto que cumpla con los estándares de calidad de agua potable.

Por otra parte, la normativa chilena (NCh 1.333) define un límite máximo de 0,75 mg/l para el boro y la salinidad depende del tipo de cultivo. Sin embargo, se destaca que actualmente, en la cuenca del río Huasco, se utiliza un agua de riego que presenta una concentración de boro y salinidad mayor a la recomendada por la normativa (Tabla 4-14).

La calidad del agua en el permeado depende directamente del rechazo de sales de las membranas de osmosis inversa, término conocido en la literatura “salt rejection”. En particular, el rechazo de boro por las membranas depende de varios factores, tales como pH de alimentación, temperatura, esfuerzo iónico y la concentración de boro presente en agua de mar, siendo valores típicos en agua de mar: pH entre 7,5 a 8,2, temperatura entre 12 a 20°C y boro entre 4 a 6 mg/l.

En general, el rechazo de boro de las membranas de osmosis inversa varía entre un 85 y 90%, siendo un pH sobre 8 el que favorece un mayor rechazo. Sin embargo, este valor depende de la temperatura del agua de mar, puesto que a mayor temperatura incrementa la permeabilidad de la membrana y aumenta el paso de sales, por lo que se requiere mayor incremento de pH para asegurar el rechazo de boro que permita cumplir con la calidad de agua producto.

¹¹ Por sus siglas en inglés Environmental Protection Agency (EPA)

Las estrategias típicas para cumplir el rechazo de boro para aplicación de riego son: a) implementar segundo paso de osmosis en el cual se eleva el pH de alimentación; b) seleccionar membranas de alto rechazo de boro; c) elevar pH de alimentación en el primer paso (Ref. [69]). En los últimos años los proveedores de membrana han desarrollado modelos de alto rechazo (“high rejection” por su sigla en inglés) para el boro y que permiten obtener una concentración en el permeado que podría cumplir especificación de riego de la norma NCh 1.333. La principal desventaja de estos modelos es que requieren una mayor presión de alimentación en comparación con las membranas convencionales, lo cual impacta en mayor consumo de energía, donde además se debe asegurar un margen de seguridad respecto a la proyección del software del proveedor de membranas. La configuración final de membranas dependerá de un análisis costo eficiente que permita que la selección de membrana pueda ser optima desde el punto de vista energético.

Para el presente estudio, con el fin de obtener una solución costo-eficiente tipo multipropósito, se ha considerado que el agua producto será de calidad potable y que se diluirá con los recursos hídricos almacenados en el Embalse Santa Juana, con el objetivo de que sea compatible con la aplicación para riego. Es importante destacar que en una fase siguiente de ingeniería de diseño sería necesario realizar un estudio respecto a la factibilidad de diluir agua desalinizada en el Embalse Santa Juana, así como un análisis detallado que permita definir un límite de boro y salinidad que sea compatible con los cultivos dominantes de la cuenca y también consecuente con la línea base de calidad del río Huasco para estos parámetros. Este análisis permitirá confirmar la selección de las membranas, y así satisfacer los requerimientos multipropósito focalizado en los usuarios de agua potable, minería y agricultura.

En dicho caso la calidad de agua no cumpliría el requisito para la producción de hidrógeno verde, cuya planta requerirá una etapa adicional de pulimiento para alcanzar la calidad ultrapura requerida para dicho uso. En particular, el permeado deberá pasar por un segundo paso de osmosis inversa y un proceso “Continuos Electrodeionization” (CEDI) de desmineralización para obtener agua de tipo I, definida en Sección 4.2.4. Adicionalmente, este proceso generaría un rechazo de agua, el cual, debido a su calidad y volumen, podría disponerse en camiones y destinarse a uso industrial. La descripción de estas tecnologías se realiza en la Sección 5.

Finalmente, basándose en los requerimientos definidos por las normativas, las consideraciones descritas anteriormente, y los principales sectores industriales presentes en la cuenca, la Tabla 4-22 presenta los criterios de calidad para el agua objetivo considerada en el presente estudio.

Tabla 4-22 Parámetros máximos en agua objetivo

Parámetro	Unidad	Límite máximo
pH	-	7,5 -8,2
Sólidos disueltos totales (TDS)	mg/L	≤ 1000 ⁽¹⁾
Cloruro, Cl ⁻	mg/L	≤ 200
Bicarbonato, HCO ₃ ⁻	mg/L	> 48
Alcalinidad (como CaCO ₃)	mg/L	> 40
LSI	-	> 0
Boro	mg/L	≤1 ⁽²⁾

Nota: (1) Valor más estricto de TDS deberá ser confirmado según sensibilidad a la salinidad de los cultivos en la cuenca y según la línea base misma del río Huasco.

(2) Un valor más estricto de boro deberá ser confirmado con una selección de membranas que se desarrollará en una etapa de diseño más avanzada y con un límite de boro que sea consistente con los cultivos presentes en las áreas de riego.

Fuente: Ref. [50], [51] y base de datos CDM Smith

Sección 5

Desalinización y energía

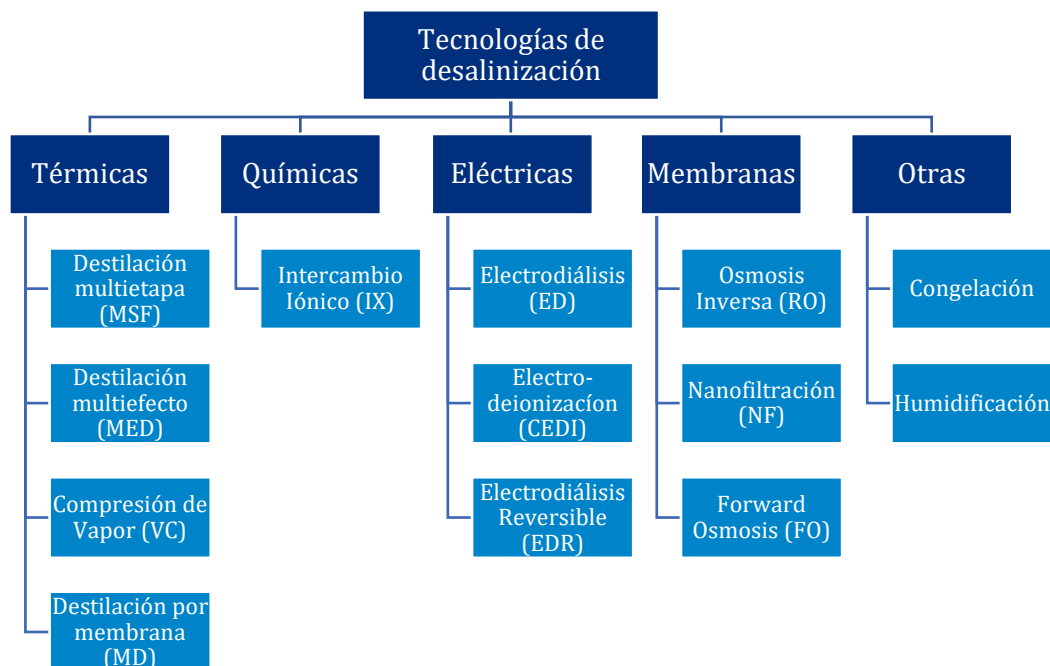
5.1 Desalinización

La desalinización es el proceso de tratamiento de agua que permite separar las sales de una solución acuosa con el objetivo de generar agua con una menor concentración de ellas. Dentro de la industria, existen diversas tecnologías que permiten realizar el proceso de desalinización.

En la presente sección se presentan las tecnologías disponibles, tanto en el mercado local como internacional, que son atingentes al objetivo de este estudio, es decir, aquellas tecnologías que permiten la desalinización del agua de mar, y que permitan generar agua producto con una calidad acorde con la requerida por los diferentes tipos de usuarios considerados en el estudio.

5.1.1 Tecnologías de desalinización

En la Figura 5-1 se presentan las principales tecnologías de desalinización existentes en el mercado. Cabe mencionar que se presenta la clasificación de las tecnologías de acuerdo con el proceso de desalinización propiamente tal, sin embargo, generalmente requieren de procesos complementarios, como son el pretratamiento y el postratamiento, descritos en la Sección 5.1.3.



Fuente: Base de datos CDM Smith.

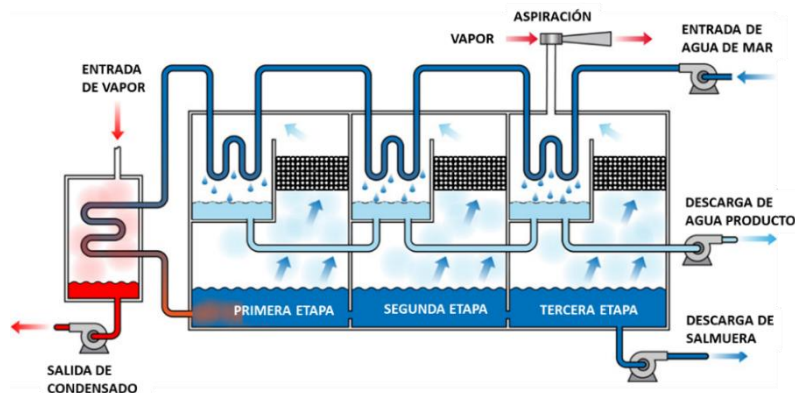
Figura 5-1 Tecnologías de desalinización.

5.1.1.1 Tecnologías térmicas o de destilación

Destilación multietapa

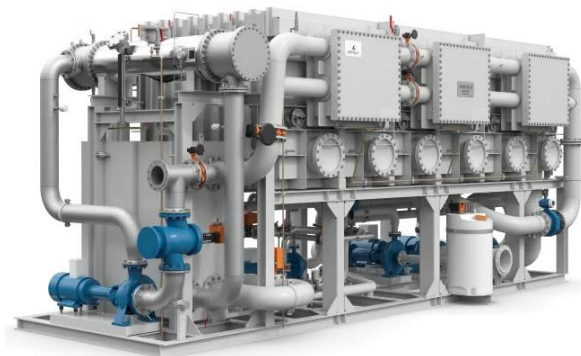
El proceso de Destilación Multietapa (MSF)¹² consiste en calentar el agua hasta temperaturas entre 90°C y 115°C, para posteriormente hacerla pasar por cámaras a distintas presiones levemente por debajo de la presión de saturación de vapor. Una vez que el flujo entra en estas cámaras se genera una evaporación súbita, vapor que es posteriormente condensado para obtener agua desalinizada. Como se aprecia en la Figura 5-2, el vapor generado en cada cámara se utiliza para calentar parcialmente el flujo de entrada al proceso dentro de las mismas cámaras de evaporación.

Este método permite tratar agua de mar junto con producir agua en cantidad y calidad a gran escala, sin embargo, se caracteriza por un alto consumo de energía y va normalmente acoplado con plantas de generación térmica, ya que se aprovecha la utilización del calor del vapor excedente generado en los procesos de generación de energía.



Fuente: Ref. [65].

Figura 5-2 Diagrama de proceso de destilación multietapa (MSF).



Fuente: Ref. [128].

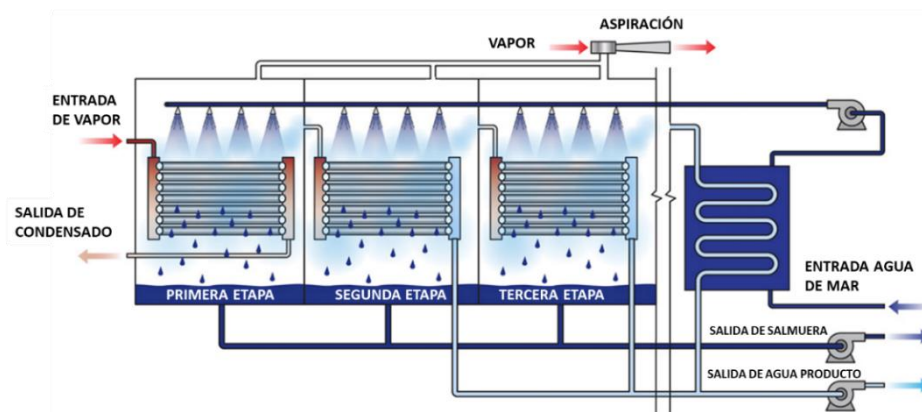
Figura 5-3 Equipo de destilación multietapa (MSF).

¹² Por sus siglas en ingles Multi-Stage Flash Distillation

Destilación Multiefectos

El proceso Destilación Multiefectos (MED)¹³ consiste en calentar el agua hasta temperaturas entre 70°C y 110°C, la cual es rociada sobre intercambiadores de calor, para su posterior condensación y generación de agua desalinizada. El calor del vapor generado en una cámara es aprovechado por la cámara siguiente para aumentar su temperatura y facilitar la evaporación, tal como se muestra en la Figura 5-4. En cada una de estas cámaras, la presión es disminuida por bombas de vacío externas, proceso que permite disminuir los requerimientos de temperatura para la evaporación del agua de mar, y con ello la energía requerida por el proceso en comparación con la destilación multietapa.

Al igual que la MSF, esta tecnología es generalmente utilizada para desalación de agua de mar y va acoplada a plantas térmicas de energía, debido a que se aprovecha la utilización del calor del vapor generado por los procesos de las mismas plantas de generación, para aumentar la temperatura en las cámaras de evaporación.



Fuente: Ref. [65].

Figura 5-4 Diagrama de proceso de destilación multiefectos (MED).



Fuente: Ref. [109].

Figura 5-5 Equipos de destilación multiefectos (MED).

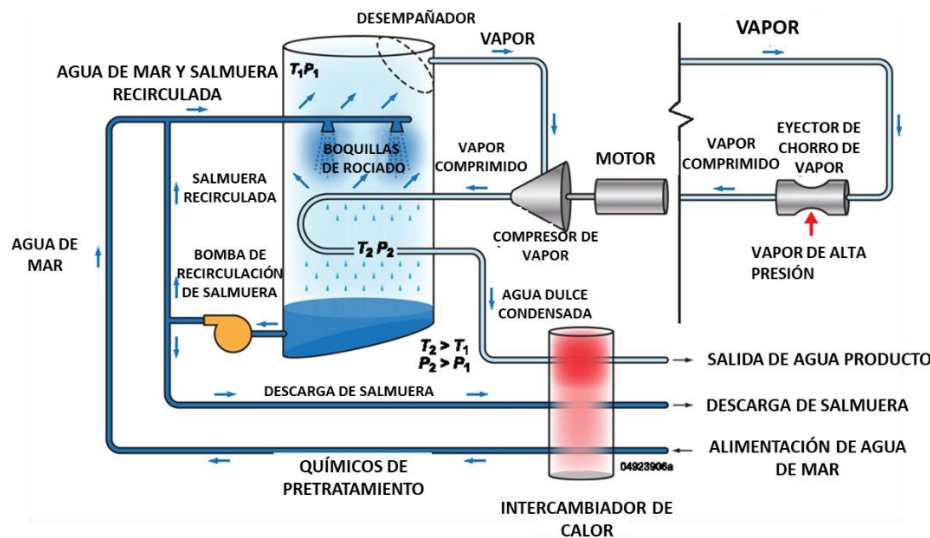
¹³ Por sus siglas en ingles Multi-Effect Distillation

Compresión de vapor

El método por Compresión de Vapor (VC)¹⁴ es utilizado en plantas desalinizadoras de tamaño pequeño a mediano, limitado a capacidades de producción del orden de 3.000 a 20.000 m³/día como máximo¹⁵. Como se aprecia en la Figura 5-6, el vapor puede ser comprimido mecánica o térmicamente, habiendo por lo tanto dos sistemas que utilizan esta tecnología.

El proceso consiste en rociar el agua de mar precalentada sobre tubos intercambiadores de calor, los cuales transfieren la energía necesaria al flujo de agua de mar para evaporarse. En la Compresión de Vapor Mecánica (MVC)¹⁶, el vapor generado es captado por un compresor operado a través de un motor eléctrico o motor diésel, el cual comprime el vapor, calentándolo y posteriormente enviándolo hacia los tubos intercambiadores de calor. El calor generado por la compresión es transferido al flujo rociado, generando nuevamente vapor, y a su vez el vapor comprimido se condensa en el interior de los tubos, generando agua desalinizada.

En la Compresión de Vapor Térmica (TVC)¹⁷, se realiza el mismo proceso, pero en vez de utilizar un compresor operado a través de un motor eléctrico o motor diésel, se utiliza un eyector de vapor a una cierta presión.



Fuente: Ref. [65].

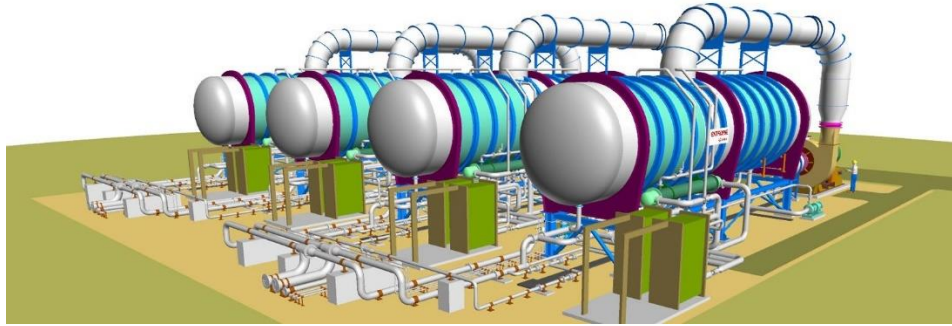
Figura 5-6 Diagrama de proceso de compresión de vapor (MVC y TVC).

¹⁴ Por sus siglas en ingles Vapor Compression

¹⁵ Equivalente a 34,7 hasta 231,5 L/s

¹⁶ Por sus siglas en ingles Mechanical Vapor Compression

¹⁷ Por sus siglas en ingles Thermal Vapor Compression

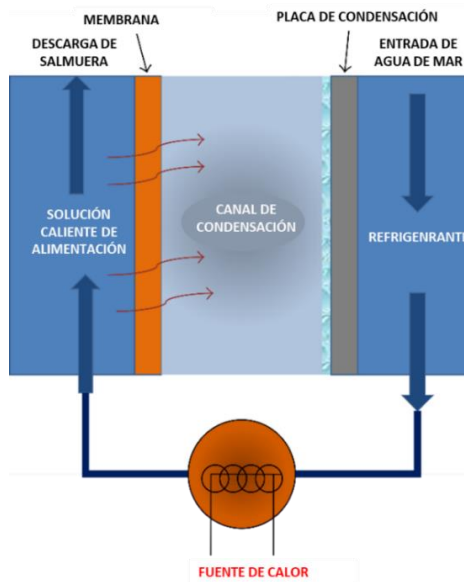


Fuente: Ref. [109].

Figura 5-7 Equipos de compresión de vapor (MVC).

Destilación por membranas

La destilación por membranas (MD)¹⁸ es la tecnología más reciente que forma parte del grupo de las tecnologías de destilación. El proceso funciona utilizando una membrana por la cual solo las moléculas de vapor pueden atravesar, como se representa en la Figura 5-8. Este tipo de tecnología permite obtener agua permeada de alta calidad, con bajo consumo de químicos, y menores requerimientos de presión comparada con otras tecnologías de membrana, sin embargo, aún no ha alcanzado su madurez comercial para plantas medianas y grandes (sobre 10.000 m³/día de capacidad de flujo¹⁹), debido al costo de las membranas y requerimientos energéticos.



Fuente: Ref. [64].

Figura 5-8 Diagrama de proceso de destilación por membranas (MD).

¹⁸ Por sus siglas en ingles Membrane Distillation

¹⁹ Equivalente a 115,7 L/s



Fuente: Ref. [86].

Figura 5-9 Equipo de destilación por membranas (MD).

5.1.1.2 Tecnologías de separación química

Esta categoría corresponde a la tecnología de Intercambio de Iones (IX)²⁰, en la cual se genera la eliminación selectiva de los iones salinos del agua mediante la adsorción en una resina de intercambio iónico. Las cargas iónicas de la resina son las principales responsables del intercambio de iones de este proceso de desalinización, ya que puede atraer y retener selectivamente iones de carga opuesta contenidos en el agua salina de origen. Sin embargo, su aplicación está limitada para agua de baja salinidad, por ende, no aplicable para agua de mar.

5.1.1.3 Tecnologías de separación eléctrica

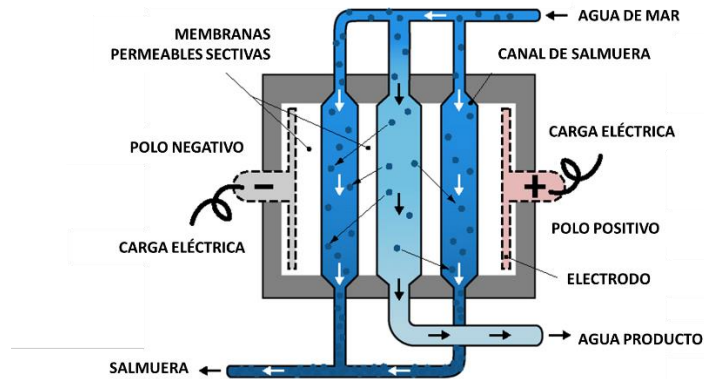
Estas tecnologías utilizan la corriente eléctrica para separar el agua y las sales. Entre estas tecnologías se encuentran las de electrodiálisis (ED) y las de Electrodesionización (CEDI)²¹.

La ED considera la aplicación directa de una corriente eléctrica al agua de alimentación. Los iones son atraídos hacia los ánodos y cátodos respectivos, en donde membranas permeables selectivas permiten el paso de las sales, tras lo cual las moléculas de agua son separadas del flujo ya concentrado, generando el agua desalinizada. Un diagrama simplificado de este proceso se puede apreciar en la Figura 5-10.

En el proceso convencional de ED, los iones son recolectados en la superficie de las membranas, reduciendo a lo largo del tiempo la capacidad de rechazar ciertos iones, ya que se genera un ensuciamiento de las membranas requiriendo su lavado periódico. Para evitar este problema se ha desarrollado la electrodiálisis reversible (EDR), correspondiente a una optimización de la ED convencional y el método mayormente utilizado actualmente dentro de las tecnologías eléctricas. Este método reduce la acumulación de iones en la superficie de la membrana y por lo tanto su ensuciamiento, mediante el cambio periódico en su polaridad.

²⁰ Del inglés Ion exchange

²¹ Del inglés Continuous Electrodeionization



Fuente: Ref. [65].

Figura 5-10 Diagrama de proceso de electrodiálisis (ED).



Fuente: Ref. [126].

Figura 5-11 Equipo de electrodiálisis (ED).

La tecnología CEDI es similar a ED, pero también incluye resinas de intercambio iónico de lecho mixto entre membranas aniónicas y catiónicas (para facilitar la eliminación de iones). Esta tecnología aún está en desarrollo con aplicaciones solo a nivel de escala piloto (capacidad de alimentación de 3.800 m³/día²²).

5.1.1.4 Tecnologías de separación física

Las tecnologías físicas o a presión consideran procesos de separación de las sales desde la fuente de agua mediante membranas semipermeables. El principal método asociado a tecnologías de membranas, y que es de interés para el presente estudio, es la Osmosis Inversa (RO)²³.

²² Equivalente a 44 L/s

²³ Por sus siglas en inglés Reverse Osmosis

Tabla 5-1 Comparación entre tecnologías de separación física

Parámetros	Nanofiltración ⁽¹⁾	Osmosis Inversa ⁽¹⁾	Osmosis Forzada ⁽²⁾
Tamaño de partículas removidas	0,1 nm-0,001 µm	0,001 µm-0,0001 µm	-
Sustancias que remueve	Sustancias orgánicas (proteínas, azúcares), microorganismos y algunas sales multivalentes	Retiene prácticamente todas las moléculas más pequeñas de partículas y sales, incluidas las sales monovalentes	No remueve ninguna sustancia, ya que su principio es diluir una solución concentrada en sales mediante el proceso de osmosis tradicional
Usos	Eliminación de metales pesados de aguas residuales, descontaminación de aguas residuales, eliminación de nitratos, eliminación de color, como pretratamiento antes de la osmosis inversa	Técnica que más se utiliza en la actualidad para la desalinización de agua, ya que permite la eliminación de sales, así como de compuestos orgánicos de bajo peso molecular, permitiendo producir agua potable de gran calidad	Concentración de salmuera, industria del petróleo y gas, para lixiviados de vertedero, tratamiento de purga en torres de enfriamiento, entre otros.

Nota: (1) Ref. [129].

(2) Ref. [130].

Nanofiltración

La nanofiltración es un proceso intermedio entre la ósmosis inversa y la ultrafiltración por los niveles de separación que permite y por las presiones de aplicación que requiere. Las membranas de nanofiltración son de estructura micro porosa y pueden retener partículas con un tamaño de 0,1 nm-0,001 µm, lo que permite separar del agua la mayoría de las moléculas, aunque las de peso molecular más bajo queden retenidas en la membrana parcialmente, por lo que este proceso permite la separación de sustancias orgánicas (proteínas, azúcares), microorganismos y algunas sales multivalentes.

Además, en esta operación la separación de sustancias se lleva a cabo de manera combinada tanto por el tamaño de los poros, como por los mecanismos de disolución-difusión que caracterizan el proceso de ósmosis inversa.

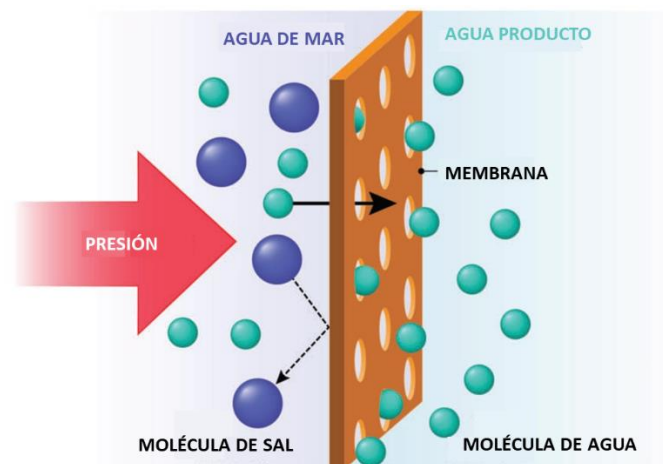
Osmosis Forzada

La Osmosis Forzada (FO²⁴) es un proceso de membrana osmótico con una membrana semipermeable que a diferencia de la Osmosis Inversa (RO) no utiliza presión aplicada para lograr la separación del agua de los solutos disueltos como los iones, las moléculas y las partículas más grandes. Esto significa que requiere mucho menos energía para el proceso en comparación con la RO. En general, la FO utiliza energía térmica y eléctrica. La energía térmica puede ser sustituida con calor residual de bajo grado.

Osmosis Inversa

La osmosis inversa es un proceso en el cual una fuente de agua se bombea a través de membranas semipermeables a alta presión (50 – 70 bar). En estas membranas se aplica una presión de alimentación superior a la presión osmótica, lo que permite el paso de agua (permeado) a través de la membrana, generándose en consecuencia dos corrientes, una con baja concentración de sales (permeado) y otra con una alta concentración de sales (agua de rechazo o salmuera). El permeado corresponde al 40% - 50% del agua que ingresa al sistema de RO, mientras que la diferencia (60% - 50%) corresponde a la salmuera.

La Figura 5-12 muestra el principio físico de funcionamiento de la RO.



Fuente: Ref. [120].

Figura 5-12 Principio físico de la Osmosis Inversa.

La utilización de altas presiones para conseguir el proceso de desalinización mediante osmosis inversa requiere una gran cantidad de energía, siendo este componente el más importante a tener en consideración al momento de realizar proyectos de desalinización.

Para aumentar la eficiencia energética del proceso, a lo largo de los años, se han utilizado diferentes sistemas de recuperación de energía, siendo actualmente los dos más utilizados los intercambiadores de presión y los *turbochargers*, los cuales traspasan la energía de la corriente de agua con alta concentración hacia el flujo de alimentación.

²⁴ Por sus siglas en inglés Forward Osmosis

Además, una de las ventajas de la osmosis inversa es que se puede mejorar la calidad del agua producto incluyendo mayor cantidad de pasos por las membranas.

5.1.2 Selección de tecnología de desalinización

Para la selección de la tecnología a utilizar, se consideró que el caso de estudio aborda la desalinización de agua de mar, la cual posee un contenido de sólidos disueltos totales (TDS)²⁵ que puede ser mayor a 35.000 mg/L. Como se observa en la Tabla 5-2, sólo las tecnologías de destilación y las tecnologías de membranas son aplicables para dicho contenido de sales.

Tabla 5-2 Rango de TDS en el agua de origen para una mejor aplicación por tecnología.

Tecnología de desalinización	Rango de TDS en el agua de origen para una mejor aplicación (mg/L)
Tecnología de destilación	25.000 – 100.000
Tecnologías de separación química	1 – 500
Tecnología de separación eléctrica	400 – 3.000
Tecnología de separación física	150 – 60.000

Fuente: Basado en Ref. [82] y [83].

En Chile y el mundo la osmosis inversa es una de las tecnologías más utilizadas de desalinización para plantas de mediana (desde 20 l/s hasta 500 l/s) y gran capacidad (por sobre 1.000 l/s). Durante el último periodo el porcentaje de plantas desalinizadoras mediante ósmosis inversa ha ido en constante aumento debido a los notables avances en la separación de membranas y tecnologías de recuperación de energía, así como las reducciones asociadas en los costos de producción de agua.

²⁵ Por sus siglas en inglés Total Dissolved Solids

Tabla 5-3 Ventajas y desventajas de las tecnologías para la desalinización

Tecnología de desalinización	Ventajas	Desventajas
Tecnologías de destilación	La energía utilizada no depende de la concentración de sales, pudiendo utilizar cualquier tipo de agua para el proceso	Proceso de desalinización más lento y costoso por el uso de grandes cantidades de vapor para la destilación
Tecnologías de separación química	Las resinas utilizadas en esta tecnología son estables químicamente, de larga duración y de fácil regeneración	La tecnología solo es efectiva en fuentes de agua que contienen un rango bajo de TDS (1-500 mg/L)
Tecnologías de separación eléctrica	Puede ser utilizada para desalinizar fuentes de agua con componentes como sílice y nitratos, los cuales no son totalmente removidos con la tecnología de membranas	La energía utilizada depende de la concentración de sales, lo que afecta en la energía eléctrica directamente aplicada sobre la fuente de agua
Tecnologías de separación física mediante membranas	El desarrollo de tecnologías de recuperación de energía ha hecho que sea más competitivo en el mercado	La energía utilizada depende de la concentración de sales, lo que afecta en la presión externa que se debe ejercer para el proceso

Fuente: Ref. [83]

La reducción de costos de producción de agua desalinizada se debe, entre otros factores, al alto consumo de energía requerido para el proceso de desalinización de las tecnologías térmicas en comparación con la osmosis inversa. Como se observa en la Tabla 5-4, el alto consumo específico de energía de estas tecnologías genera que los costos de producción de agua para tecnologías térmicas en Chile no sean competitivos para plantas de tamaño medianas a grandes.

Tabla 5-4 Características de tecnologías de desalinización.

Característica	Tipo de tecnología			
	Destilación multietapa (MED)	Destilación multiefectos (MSF)	Compresión de vapor (MVC/TVC)	Osmosis inversa (RO)
Presión de vapor requerida [atm]	0,2 - 0,4	2,5 - 3,5	-	-
Presión [bar]	-	-	-	50 - 90
Energía equivalente a vapor requerido [kWh/m ³]	4,5- 6,0	9,5 - 11,0	-	-
Energía requerida para proceso de desalinización [kWh/m ³]	1,2 - 1,8	3,2 - 4,0	8,0 - 12,0	2,5 - 4,0
Energía total requerida [kWh/m ³]	5,7 - 7,8	12,7 - 15,0	8,0 - 12,0	2,5 - 4,0
Costo de producción de agua [USD/m ³] ⁽¹⁾	0,7 - 3,5	0,9 - 4,0	1,0 - 3,5	0,5 - 3,0

Nota: (1) Costo de tecnología de desalación, no incluye costo de transporte y/o distribución.

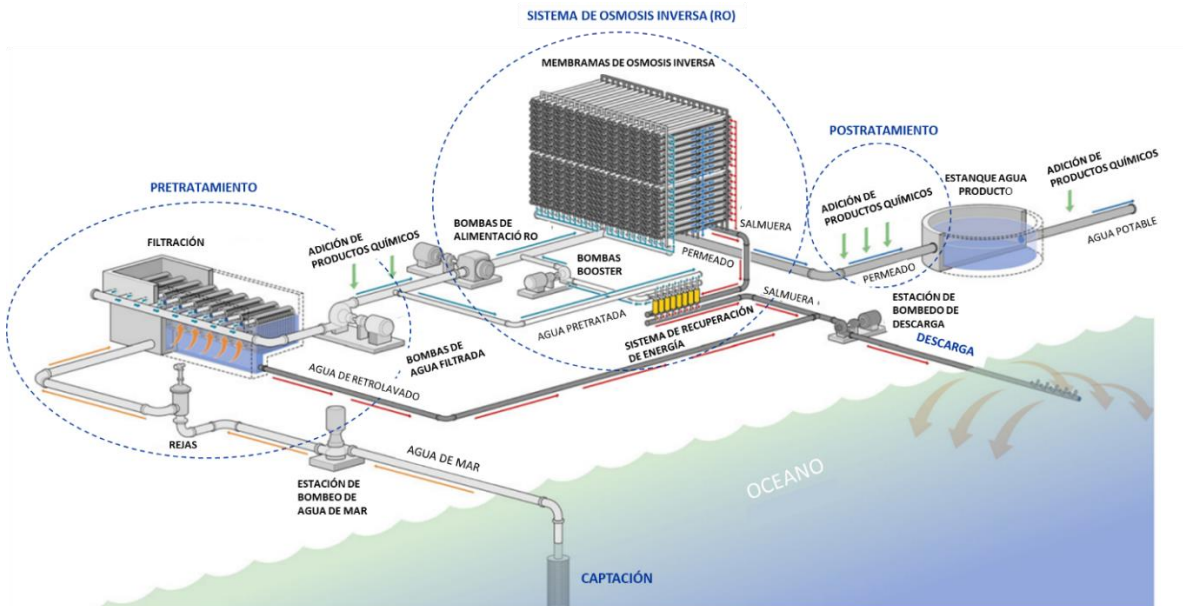
Fuente: Basado en Ref. [82] y [83].

Considerando las ventajas económicas y técnicas mencionadas para la tecnología RO, es decir, que; (i) presenta un menor consumo de energía (en promedio la RO consume 3,2 kWh/m³ v/s 10 kWh/m³ de los evaporadores MVC), (ii) cuenta con menores costos de producción, y (iii) que este proceso de separación física mediante membranas RO permite obtener la calidad de agua requerida para los diferentes tipos de usuarios identificados en la cuenca y definida en la Sección 4.3; para el presente caso de estudio se ha considerado la osmosis inversa como sistema de tratamiento aplicable para la desalinización de agua de mar para el suministro hídrico de la cuenca. En la siguiente sección se presenta mayor detalle de dicha tecnología.

5.1.3 Descripción de componentes de una planta desalinizadora mediante osmosis inversa

A continuación, se describe las unidades de tratamiento que conforman generalmente una planta desalinizadora mediante osmosis inversa, desde la captación de agua de mar hasta la descarga de salmuera, incluyendo las unidades requeridas para el pre y post tratamiento.

En la siguiente figura se presentan esquemáticamente las unidades que conforman las etapas de una planta de osmosis inversa. Es importante mencionar que el esquema es referencial y la configuración dependerán de las condiciones específicas que aplican a cada proyecto, respecto a la características topográficas y geológicas de la costa, comportamiento de corrientes, calidad del agua de mar y calidad de agua producto requerida.



Fuente: Basado en Ref. [83].

Figura 5-13 Esquema general de planta desalinizadora.

5.1.3.1 Captación de agua de mar

La finalidad del sistema de captación de la planta desalinizadora es obtener agua de mar en cantidad y calidad adecuadas para producir agua desalinizada de forma fiable y sostenible. El tipo de captación puede dividirse en dos categorías principales: captación superficial o abierta, y captación subterránea.

Captación abierta

Las captaciones abiertas ²⁶ obtienen el agua directamente del mar, u otra masa de agua salina, a través de una estructura de captación sumergida. Es el sistema de captación de agua más utilizado en las plantas desalinizadoras medianas y grandes, para las que se requiere una capacidad de producción superior a 100 L/s.

En función de la ubicación de la estructura de captación, estas se clasifican en: costeras (*onshore*) y mar adentro o captación profunda (*offshore*). Las captaciones costeras (*onshore*) son muy utilizadas en la industria de las centrales térmicas para el suministro de agua de mar para los sistemas de enfriamiento, la estructura de esta captación se construye en la orilla de la costa, mediante una estructura tipo muelle con una solución hidráulica con un sifón que permite captar el agua y conducirla hacia un sistema de impulsión. Mientras que, en las captaciones mar adentro (*offshore*), utilizadas para plantas desalinizadoras, la estructura de captación se construye varios cientos o miles de metros al interior de la costa, con el objetivo de obtener una captación profunda, con una profundidad mínima de 12 a 18 metros, medidos desde el nivel del mar a la rejilla de captación de la torreta.

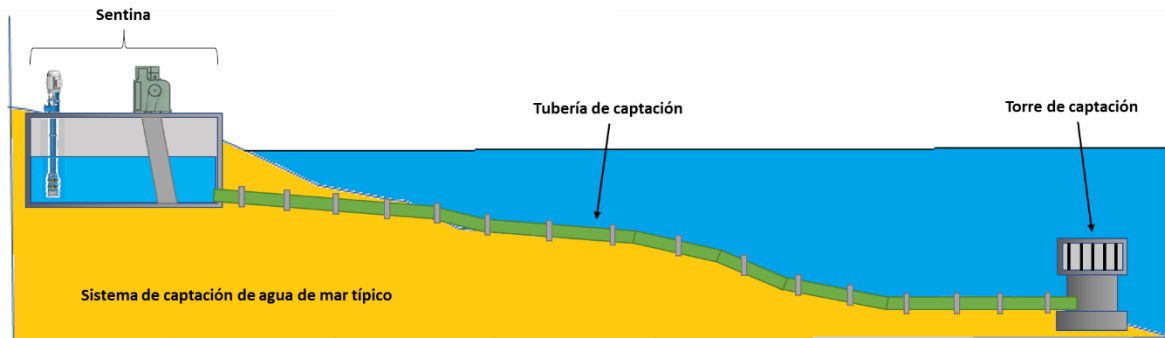
Las captaciones costeras (*onshore*) suelen tener un menor costo, sin embargo, el agua obtenida posee una menor calidad al estar situadas en zona de oleaje, donde las olas levantan continuamente partículas del fondo dejándolas en suspensión, lo que aumenta significativamente la turbidez del agua en comparación con aguas más profundas, obtenidas con captaciones mar adentro (*offshore*); donde además, al ser captaciones profundas, minimizan el ingreso de algas que tienden a formarse en la superficie (no obstante estas tienden igualmente a moverse hacia aguas profundas).

De acuerdo con lo anterior, los dos tipos de captaciones superficiales se diferencian en el propósito o uso requerido del agua captada. En términos de capacidad no existen mayores diferencias entre los dos tipos de captación superficial.

²⁶ Open seawater intake en inglés.

Dentro de los proyectos de desalinización en Chile, la obra de captación de agua de mar comúnmente utilizada es la captación superficial o abierta *offshore*, presentada en la Figura 5-14. Esta consiste en una torre de hormigón armado, ubicada fuera de la zona de protección litoral (ZPL), sobre el fondo marino, la cual capta el agua de mar a través de una torre de captación provista de rejas, para posteriormente ser conducida por una tubería de HDPE o un túnel de concreto hasta una sentina o un edificio de captación de agua de mar, donde mediante equipos de bombeo se impulsa el agua captada hacia la planta desalinizadora. Para el caso de sistemas que requieren captar caudales superiores a 2.000 L/s se recomienda considerar 2 torres de captación al igual que 2 cañerías para inmisario, lo cual permite mayor redundancia y asegura disponibilidad.

En Chile, generalmente las rejas de captación son diseñadas considerando las recomendaciones emitidas por la *Environmental Protection Agency* de Estados Unidos (US EPA) respecto a la velocidad de succión en la torre, con el objetivo de minimizar el impacto en la fauna marina. Se utiliza una velocidad máxima de succión para el diseño de 0,15 m/s (Ref. [12]).



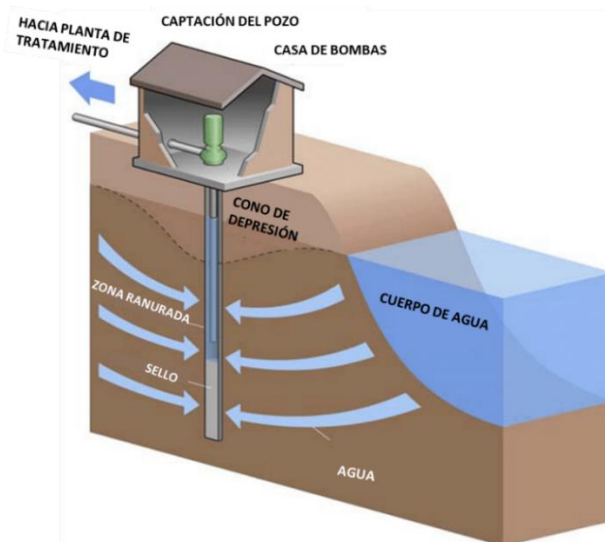
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5-14 Sistema de captación abierta de agua de mar.

Captación subterránea

Las captaciones subterráneas recogen el agua de un acuífero salino cercano a la costa o de un acuífero situado bajo el lecho marino, mediante: (i) pozos verticales, (ii) pozos horizontales, o (iii) galerías de infiltración.

La configuración de captación subterránea más común corresponde a pozos verticales, los cuales generalmente son utilizados para plantas desalinizadora de menor escala. Los principales componentes de un pozo vertical corresponden a una malla de revestimiento o zona ranurada, filtros, sello del pozo, sello superficial, tubería de recubrimiento y equipo de bombeo, los cuales se representan en la Figura 5-15.



Fuente: Basado en Ref.[83].

Figura 5-15 Obra de captación de agua de mar subterráneo.

Aunque los pozos verticales han demostrado ser bastante competitivos desde el punto de vista económico, para plantas de capacidad inferior a 5.000 m³/día de agua producto (aproximadamente 50 L/s), las captaciones superficiales mar adentro han encontrado una aplicación más amplia para grandes plantas desalinizadoras.

En el proceso de captación uno de los impactos que se evalúa durante la etapa de EIA es la captura de biota acuática (larvas) de tamaño pequeño que pasan la rejilla de captación. Para abordar este impacto se utiliza la metodología de pérdida de adultos equivalente, la cual debiese presentarse en el estudio EIA de proyectos de desalinización de agua de mar; a continuación, se presenta una definición de DIRECTEMAR 2021 de esta metodología: “La pérdida de adultos equivalente (PAE o AEL por sus siglas en inglés), corresponde a un modelo demográfico en el cual el número estimado de huevos, larvas y juveniles succionados es utilizado para estimar el número de adultos que se presumen perdidos para una población de una especie en particular”.

Sistema de limpieza de tubería de captación

En el agua a utilizar en el proceso de desalinización se pueden encontrar distintos tipos de componentes, por lo cual se utilizan distintas estrategias para evitar el crecimiento biológico dentro de la tubería de captación, por ejemplo, la dosificación de componentes químicos como el hipoclorito de sodio, permitiendo mantener en buenas condiciones el sistema de captación.

Para la limpieza del inmisario también es práctica común en plantas desalinizadoras en Israel utilizar limpieza con *pigging*, mientras que, en Chile se han utilizado el mecanismo de desinfección de choque complementado con limpiezas con buzos, y también proyectos recientes están incorporando *pig* y cloración choque.

5.1.3.2 Pretratamiento

El flujo impulsado desde la sentina se conduce mediante tuberías hacia la planta desalinizadora a la etapa de pretratamiento, donde el agua captada es sometida a un primer proceso fisicoquímico. La finalidad de este proceso es remover los sólidos suspendidos y materia orgánica, con el objeto de acondicionar el agua, previo a su paso a través de las membranas de osmosis inversa. Antes que el agua de mar ingrese al pretratamiento, se dosifica hipoclorito de sodio para evitar el crecimiento biológico en los sistemas y tuberías de conexión.

Las unidades que componen el pretratamiento dependen de la calidad del agua de mar, por lo que existen varias configuraciones posibles. De acuerdo con la experiencia del equipo consultor, el pretratamiento típicamente adoptado en las desalinizadoras en Chile para el rango de calidad de agua de mar (incluidos eventos extremos como afloramiento de algas), consiste en sistema de coagulación/floculación y flotación por aire disuelto (DAF)²⁷, filtración con medio granular o membranas seguido de filtración con filtros cartuchos, los que se describen brevemente a continuación.

Coagulación

Este proceso es utilizado cuando existe una alta turbiedad en el agua a tratar. La coagulación es un proceso donde se agrega un coagulante (químico que produce la formación de partículas de mayor tamaño) que permite una mejor separación de los sólidos o contaminantes que pueda tener el agua a tratar. Generalmente, el coagulante es adicionado antes de los estanques de sedimentación, unidades de flotación por aire disuelto (DAF) y/o filtros. Los coagulantes comúnmente utilizados es el cloruro férrico para aplicación de membranas RO.

Floculación

Este proceso se caracteriza por utilizar polímeros para promover una mejor separación de los sólidos, al igual que los coagulantes es utilizado para formar partículas de mayor tamaño mediante la desestabilización eléctrica de las partículas. El objetivo del floculante es mejorar el proceso de aglomeración de partículas en los procesos de flotación por aire disuelto. Para aplicaciones en RO se debe tener especial cuidado con la compatibilidad del floculante a utilizar con el anti-incrustante que se utiliza, y se debe tener autorización del fabricante de membranas para su uso. Su justificación de uso en operación al igual que la dosis de coagulante, en cuanto a dosis y pH, se realiza con pruebas de jarras que desarrollan habitualmente los operadores de la planta.

²⁷ Por sus siglas en ingles *Dissolved Air Flotation*

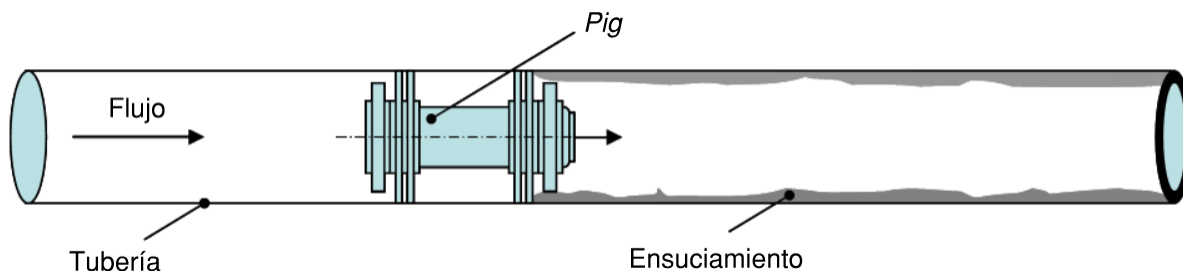


Fuente: Ref. [93].

Figura 5-16 Esquema del proceso de coagulación y floculación.

Limpeza *Pigging*

Se refiere a la limpieza de las tuberías y los ductos mediante el método *Pigging*. Este método de limpieza se utiliza cuando la velocidad, distancia y calidad de la limpieza es importante, y se usa cuando las tuberías y ductos son de una gran longitud y no existen o no se puede tener puntos de acceso intermedios. La limpieza se lleva a cabo insertando un *pig* que viajan a lo largo de la tubería y son impulsados por el mismo flujo. Este método es muy eficiente para remover el crecimiento orgánico formado en los inmisarios y así restaurar las condiciones hidráulicas.

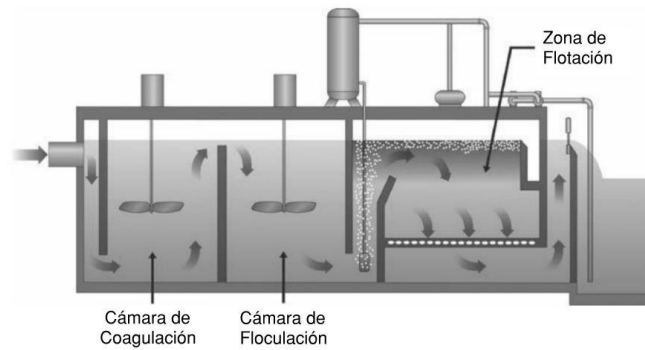


Fuente: Modificado de Ref. [123].

Figura 5-17 Esquema de proceso de limpieza pigging

Sistema de flotación por aire disuelto

El sistema de Flotación por Aire Disuelto (DAF) tiene como función remover algas; hidrocarburos o aceites y sólidos suspendidos cuando el umbral de operación típico de la etapa de filtración no puede operar, y que debido a su flotabilidad son fácilmente removidas a través de este proceso. Los valores de sólidos suspendidos típicos para la operación de un DAF se encuentran generalmente sobre los 20 mg/L o eventos de afloramiento de algas en concentraciones superiores a 2000 a 3000 cells/mL. Este proceso en Chile es utilizado usualmente en zonas en que se detectan altas cantidades de algas y su uso se limita a los periodos de tiempo en que las algas efectivamente son detectadas (*bloom* de algas), usualmente durante el período de verano cuando se produce un aumento de la temperatura del agua de mar. Cabe destacar que en este proceso se genera un sobrenadante o lodos (*overflow*), que pueden ser tratados (espesados y deshidratados) o descargados en conjunto con la salmuera cumpliendo con la normativa vigente (mayor detalle se presenta en la sección 5.1.3.5).



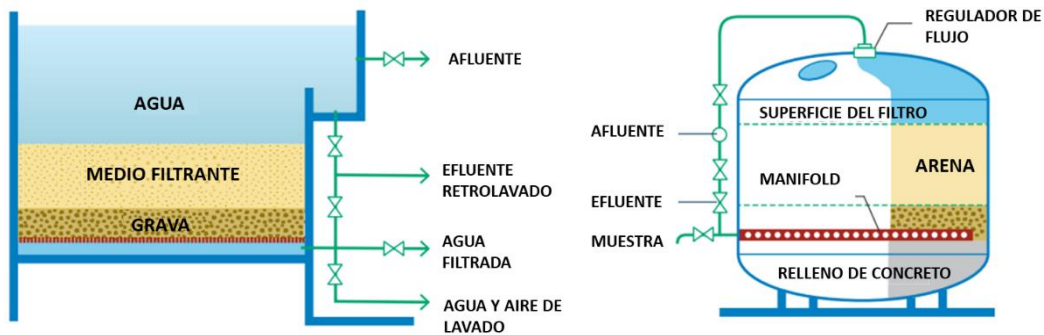
Fuente: Basado en Ref. [83].

Figura 5-18. Esquema proceso de flotación por aire disuelto (DAF).

Filtración

El objetivo de este proceso es alcanzar la calidad de agua mínima requerida para su tratamiento posterior en el proceso de osmosis inversa. Los métodos de filtración más utilizados se presentan a continuación:

Medio granular: Los filtros corresponden a estructuras con un medio granular, usualmente compuesto por capas de diferentes tipos de materiales (multimedia). Los medios más utilizados corresponden a arena y antracita, los que son soportados por un lecho de grava. El flujo pasa por el medio filtrante donde quedan retenidas las partículas suspendidas y la materia orgánica particulada. Estos filtros pueden ser en presión o gravitacionales, tal como se representa en la siguiente figura:



Fuente: Modificado de Ref. [82].

Figura 5-19 Esquemas de filtros con medio granular.

Membranas: Otra de las alternativas para la remoción de sólidos suspendidos corresponde a la filtración mediante el uso de membranas de microfiltración (MF) o ultrafiltración (UF). El flujo a baja presión pasa a través de estas membranas semipermeables, reteniendo sólidos suspendidos y materia orgánica particulada. Estas membranas tienen un tamaño de poro mayor a 0,1 μm en caso de MF y entre 0,01 a 0,1 μm para UF.



Fuente: Ref. [116]

Figura 5-20 Esquema de filtración mediante membranas.

Independiente del tipo de filtración, este proceso genera aguas de lavado, las cuales son neutralizadas y posteriormente enviadas a descarga junto con la salmuera.

Filtros de cartuchos

Estos filtros se instalan justo antes del sistema de osmosis inversa, y tienen la finalidad de filtrar partículas que hayan logrado pasar el pretratamiento, de manera tal de proteger y prolongar la vida útil de las membranas de osmosis inversa. Los cartuchos son reemplazados periódicamente siendo parte de los consumibles de la planta de desalinización.



Fuente: Modificado de Ref. [117]

Figura 5-21 Esquema de filtros de cartuchos.

Adición de productos químicos previo a RO

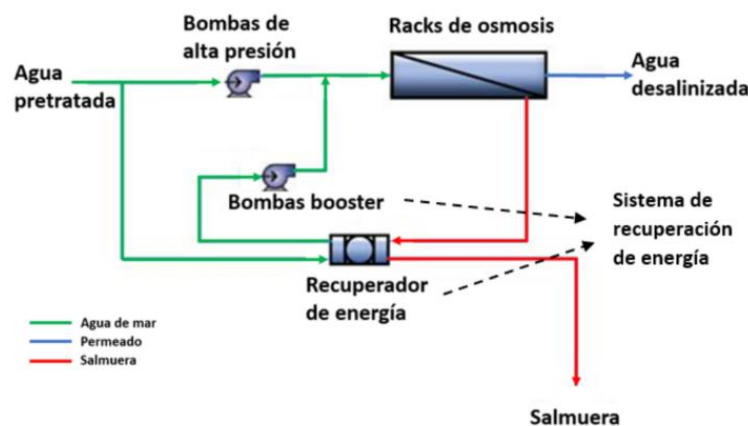
El agua de alimentación al sistema de osmosis inversa (RO) es previamente acondicionada mediante la dosificación de antiincrustante. Este compuesto es utilizado para prevenir la precipitación de sales solubles de la salmuera obtenida del proceso de osmosis inversa, y así evitar un potencial ensuciamiento de las membranas por incrustación de minerales. Los proveedores de antiincrustante recomiendan un producto específico según el potencial de precipitación de las sales contenidas en el agua a tratar, cuyo principal objetivo es prevenir incrustación de carbonato de calcio y sulfato de calcio. Usualmente este producto se adiciona aguas arriba de las bombas de alta presión, para así prevenir también posibles incrustaciones en las bombas y tuberías.

También, antes de la RO, se agrega bisulfito de sodio para remover el cloro residual y proteger las membranas de osmosis de la oxidación.

5.1.3.3 Osmosis Inversa

El sistema de Osmosis Inversa (RO) tiene como finalidad reducir la cantidad de sólidos disueltos totales del agua de mar y producir agua desalinizada (permeado) con calidad suficiente para ser acondicionada previo a su consumo final (post tratamiento o ajuste de pH si la aplicación es industrial o incluso segundo paso por RO para calidad de agua producto más exigente). Para esto, el agua pretratada, es bombeada a alta presión (50- 70 bar) hacia las membranas semipermeables, que impiden el paso de moléculas de gran tamaño, realizando así el paso selectivo de las moléculas de agua.

Como se observa en la siguiente figura, cada línea de proceso de RO (tren) se compone de un sistema de bombeo de alta presión, un bastidor o rack donde se encuentran instaladas las membranas de ósmosis inversa y un sistema de recuperación de energía.



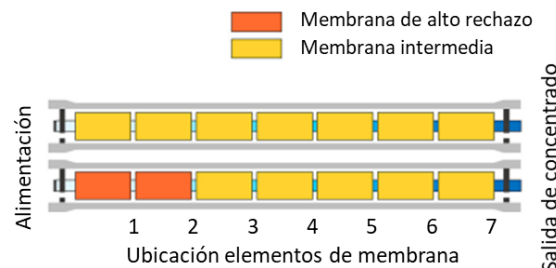
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5-22 Esquema del sistema de osmosis inversa.

A continuación, se detalla la función de cada elemento.

Sistema de bombeo a alta presión y bastidores de ósmosis inversa

El bombeo a alta presión (50 – 70 bar) tiene como función entregar la presión necesaria al agua que alimenta las membranas de ósmosis inversa para vencer la presión osmótica y las pérdidas de carga del sistema. La presión de alimentación depende de la calidad del agua de mar captada en cuanto a su salinidad, contenido de sólidos disueltos totales, temperatura y de la configuración de membrana seleccionada. Existen configuraciones de bajo consumo de energía que producen mayor flujo permeado, pero que permiten un mayor paso de sales; y configuraciones de alto rechazo y baja producción de permeado, también es muy común utilizar diseño “*Internally Staged Design*” (ISD) en el cual en el mismo bastidor presurizado se seleccionan distintos modelos con el fin de optimizar por un lado el consumo de energía, pero por otro lado cumplir con la calidad de agua permeado objetivo. En la Figura 5-23 se presenta esquemáticamente el sistema mencionado a modo de ejemplo, sin embargo existen diferentes configuraciones posibles.



Fuente: Modificado de Ref. [75].

Figura 5-23 Esquemización sistema *Internally Staged Design* (ISD)

En los bastidores de ósmosis inversa (Figura 5-24) se encuentran instalados los tubos de presión (pressure vessel), dentro de los cuales se alojan las membranas de RO. El agua pretratada proveniente del sistema de bombeo ingresa por un extremo del tubo, atravesando todas las membranas instaladas dentro de él. Dentro de las membranas se generan dos corrientes, una de agua permeada, que pasa a través de las membranas de ósmosis inversa hasta llegar al centro donde es conducido hacia el extremo de los tubos de presión, y otra de salmuera, correspondiente al agua que es rechazada por las membranas. Las membranas se disponen al interior de cada tubo de presión en una configuración típica de 7 a 8 membranas por tubo, en tanto los bastidores de ósmosis pueden contener cientos de tubos de presión dependiendo de la capacidad de flujo de cada tren.



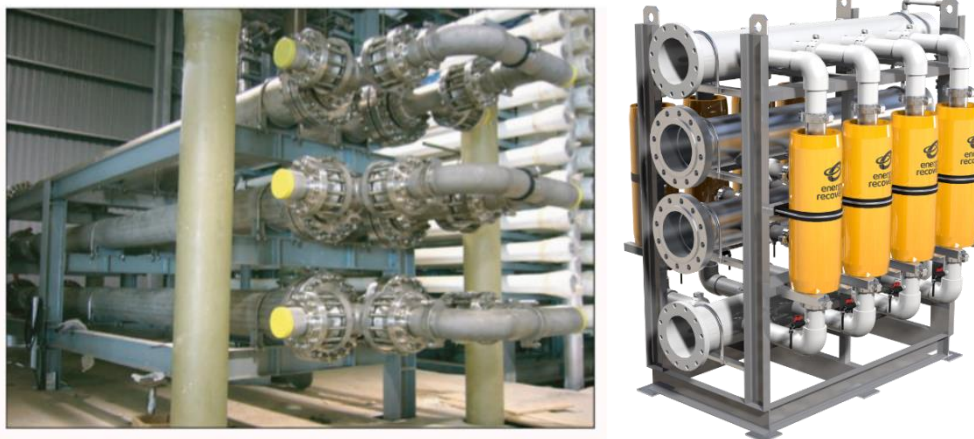
Fuente: Ref. [98]

Figura 5-24 Bastidores de osmosis inversa

Sistema de recuperación de energía

La corriente de salmuera tiene una alta presión residual (65 bar aproximadamente) y es conducida al sistema de recuperación de energía. Para conseguir reducir el consumo energético del sistema de ósmosis inversa se instala en la corriente de salmuera un sistema de recuperación de energía, el cual está compuesto por un equipo de recuperación de energía y una bomba *booster*. El equipo de recuperación consigue reducir el consumo energético del sistema de bombeo a alta presión. Existen en la actualidad diferentes sistemas de recuperación de energía, como son los recuperadores de energía de desplazamiento positivo o los centrífugos. El consumo específico depende de la tecnología seleccionada para la recuperación, en el caso de recuperación con una turbina el consumo es de 3,37 kW/m³ ²⁸, y para un recuperador isobárico el consumo es de 2,95 kW/m³ (Ref. [85]).

²⁸ Considerando TDS de 40.000 ppm, 50% de recuperación, temperatura de 22 °C, flux de 14 lmh, tipo de membrana: Hydranautics membrane SWC5, edad de membrana de 3 años, aumento de salinidad de 3% (por el sistema de recuperación de energía)



Fuente: Ref. [66] y [71]

Figura 5-25 Sistemas de recuperación de energía. Sistema de desplazamiento positivo (izquierda) y centrífugo (derecha).

Configuración de los sistemas de Ósmosis Inversa

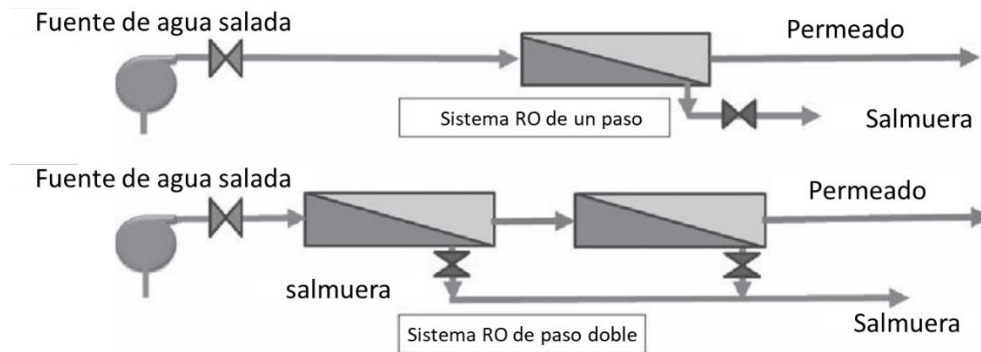
En función de la cantidad de bastidores de ósmosis inversa para el tratamiento del permeado y del concentrado, las configuraciones de los sistemas de ósmosis inversa se dividen en dos categorías principales: (i) sistemas de ósmosis inversa de paso único y de paso múltiple; (ii) sistemas de ósmosis inversa de una o varias etapas.

A continuación, se presentan las características de cada configuración:

Sistemas de ósmosis inversa de paso único y de paso múltiple

Un sistema de ósmosis inversa en el que el agua de origen se desaliniza una sola vez se denomina sistema de ósmosis inversa de paso único. En cambio, los sistemas de ósmosis inversa diseñados para volver a tratar el permeado con ósmosis inversa se denominan sistemas de ósmosis inversa de paso múltiple.

En la Figura 5-26 se muestran esquemas generales de sistemas de ósmosis inversa de una y dos pasadas. Dado que cada paso de ósmosis inversa proporciona un tratamiento adicional del permeado producido por el paso de ósmosis inversa anterior, la calidad general del agua permeada del sistema mejora con cada paso. Por esto, los sistemas de ósmosis inversa de paso múltiple permiten generar agua de producto de muy alta calidad, por lo que suelen utilizarse cuando un sistema de ósmosis inversa de paso único no puede producir la calidad de agua desalinizada deseada. El segundo paso también incrementa el consumo energético de la planta y el consumo de químicos en comparación con un solo paso de ósmosis, por lo que es utilizado para requerimientos de baja salinidad de permeado o restricciones muy específicas y exigentes de calidad de agua en parámetros como cloruro y boro, requiriendo en este último caso un incremento de pH en el agua que es tratada en el segundo paso.



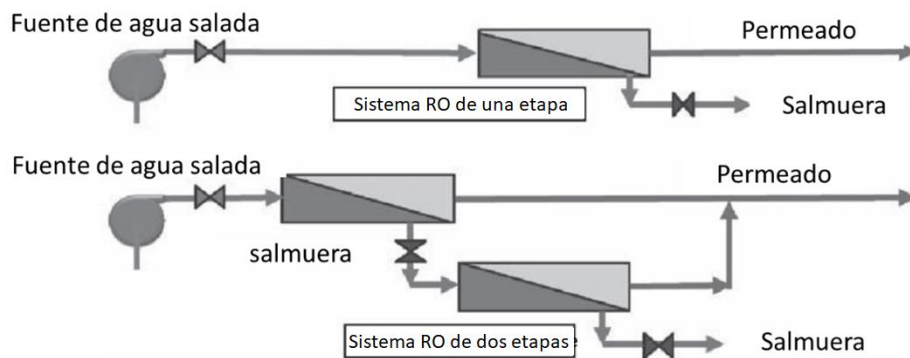
Fuente: Basado en Ref. [83].

Figura 5-26 Sistemas de ósmosis inversa de paso único y de paso múltiple.

Sistemas de ósmosis inversa de etapa única y de múltiples etapas.

Un desafío asociado al uso de sistemas de ósmosis inversa de paso múltiple es la disminución de la cantidad de agua desalinizada y el aumento de la cantidad de salmuera producida con cada paso.

La Figura 5-27 presenta sistemas de ósmosis inversa de una y dos etapas. El uso de múltiples etapas permite mejorar la recuperación global de todo el sistema de ósmosis inversa, en particular cuando se requiere de un segundo paso.



Fuente: Basado en Ref. [83].

Figura 5-27 Sistemas de ósmosis inversa de etapa única y múltiples etapas.

Bajo el supuesto que se requiere la calidad definida en la Sección 4, para el presente caso de estudio se considera un sistema de osmosis inversa de un solo paso.

No obstante, se debe considerar que en el caso del agua para producción de hidrógeno verde el permeado requeriría un segundo paso de osmosis inversa y un proceso CEDI de desmineralización.

Limpeza química o *Clean-In-Place* (CIP)

Para un buen funcionamiento del sistema de osmosis inversa, se requiere realizar periódicamente limpieza *in situ* de las membranas, las que se denominan *Clean-In-Place* (CIP). Estas limpiezas contemplan la preparación de una solución química ácida o básica, dependiendo del tipo de ensuciamiento observado en las membranas. Los químicos que comúnmente se utilizan en las limpiezas de RO son ácido cítrico para una limpieza a bajo pH para la eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio e hidróxido de hierro, e hidróxido de sodio para limpieza de alto pH que permite la eliminación de incrustaciones orgánicas y biológicas pesadas. Los principales componentes del sistema de limpieza CIP son:

- Estanques de almacenamiento de químicos y de preparación de la solución química;
- Calentadores y mezcladores de la solución química;
- Bombas para alimentación de la solución química a los bastidores de osmosis;
- Filtros de cartucho para evitar el paso de partículas de gran tamaño hacia las membranas;
- Sistema de recuperación y neutralización de la solución química luego de la limpieza, que puede ser llevada a disposición o ser reutilizada luego de otros procesos de tratamiento.

5.1.3.4 Postratamiento

El sistema de postratamiento tiene como objetivo acondicionar el permeado para obtener un agua producto con las características requeridas para los diferentes tipos de uso final, tales como consumo humano, industrial o minero, y disminuir su potencial corrosivo de acuerdo con la materialidad de los estanques y cañerías del sistema de transporte.

El postratamiento considera la remineralización del flujo permeado para el aseguramiento de un agua “estable”²⁹, principalmente se realiza el monitoreo y regulación del pH, alcalinidad y dureza, la adición de cloro y flúor en el caso que el agua sea para consumo humano.

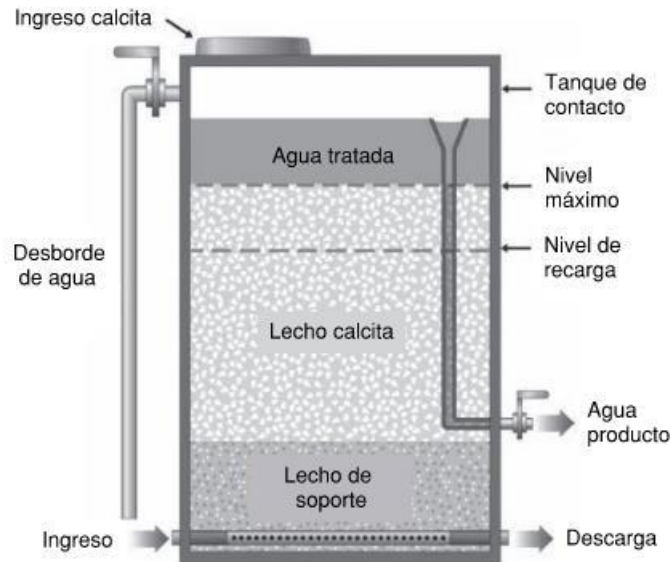
Las tecnologías más utilizadas es la remineralización con reactores de calcita (CaCO_3) (Figura 5-28) y con lechada de cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), ambas con adición de dióxido de carbono (CO_2). Estas tecnologías buscan incrementar el pH, la alcalinidad y dureza del permeado para cumplir objetivos específicos de calidad de agua producto y obtener un índice de saturación de Langelier (LSI)³⁰ positivo³¹.

²⁹ Agua considerada “estable” en términos químicos o equilibrada se define al agua producto después de un proceso de remineralización que permite incrementar los valores de calcio, bicarbonato y pH del agua con el fin de disminuir su potencial corrosivo y alcanzar valores objetivos de índice de Langelier LSI (entre 0 a 0,5), que permitirán su transporte en las cañerías de distribución de agua.

³⁰ Por sus siglas en inglés Langelier Saturation Index

³¹ Un LSI levemente positivo (entre 0 a 0,5) indica que el agua tiene tendencia levemente incrustante y existe una cantidad adecuada de carbonato de calcio para una condición “estable” del agua producto.

Luego del post tratamiento se adiciona hidróxido de sodio (NaOH) para aumentar el pH del agua tratada para cumplir el objetivo de pH e índice de Langelier deseado, usualmente con valores menores a 8,5 para el caso del pH y superior a cero (entre 0 a 0,5) para el LSI.



Fuente: Basado en Ref. [83].

Figura 5-28 Componentes del reactor o lecho de calcita

5.1.3.5 Descarga de efluente

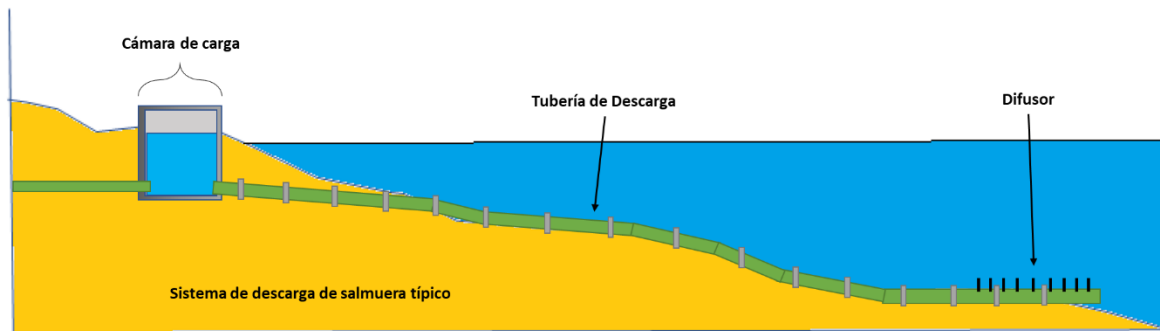
La salmuera que se genera en el proceso de tratamiento de agua de mar mediante osmosis inversa usualmente contiene 2,0 a 2,5 veces mayor salinidad que el agua de mar captada. Luego de su paso por el sistema de recuperación de energía, se mezcla con los otros efluentes generados en los procesos de pretratamiento (aguas de retro lavado y lodos) y postratamiento (aguas de lavado de contactores de calcita y CIP) para ser neutralizados y posteriormente descargados de manera controlada al mar, de acuerdo con las restricciones establecidas en la normativa de descarga local.

La descarga del efluente debe cumplir con lo establecido en la norma chilena vigente (DS90) que regula la emisión de contaminantes asociados a las descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales (Ref. [55]). En particular, está sujeta a lo señalado en la sección 4 de dicha norma, donde se establecen los límites máximos de emisión de contaminantes dependiendo del lugar de descarga.

Para el sistema de descarga de la planta desalinizadora contemplada en el presente estudio se considera la descarga fuera de la zona de protección de litoral (ZPL), por lo que a la calidad del efluente se aplicarían los límites establecidos en la Tabla N°5 de Ref. [55], correspondiente a "límites máximos de concentración para descarga de residuos líquidos a cuerpos de agua marinos fuera de la zona de protección litoral".

La calidad del efluente está determinada en gran medida por la calidad de la fuente de agua y el diseño de la planta desalinizadora y por tanto, se puede proyectar a partir de una caracterización exhaustiva de la calidad del agua de origen (Ref. [83]).

La descarga se realiza a través de difusores, como se observa en la Figura 5-29, los que permiten la dispersión de la pluma en el entorno cercano al punto de descarga minimizando la afectación al medio marino. En Chile, usualmente la dispersión de esta salmuera se diseña considerando recomendaciones internacionales con respecto al cambio de salinidad que genera en el medio receptor.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 5-29 Esquema de sistema de descarga de salmuera mediante difusores.

La hidrodinámica de la descarga del efluente en el cuerpo receptor (medio marino) se caracteriza por el comportamiento observable en dos tramos de la pluma salina denominadas regiones: la región del campo cercano y la región del campo lejano. En la región del campo cercano, las condiciones de descarga determinan la trayectoria del efluente y la relación de mezcla. En la región de campo lejano, distante del punto de descarga, son las condiciones ambientales del medio marino (corrientes) las que determinan la evolución del efluente y la relación de mezcla.

Para determinar el área de influencia de la descarga en el medio, Ref. [84] indica que se debe comparar la temperatura (pluma térmica) o salinidad (pluma salina) modelada con los límites máximos admisibles establecidos para estas variables. Ref. [84] indica que el diseñador debe ubicar y diseñar el difusor para maximizar la dilución en el campo cercano y reducir así el área de influencia. Esta segunda opción considera opciones como optimizar el número y diámetro de las boquillas, la altura respecto al fondo y la inclinación del chorro, entre otros.

Dado que no existe normativa en Chile que determine el límite de incremento de salinidad del agua de mar, para determinar una zona de influencia se utilizan las recomendaciones emitidas por el Parlamento Europeo (Ref. [62]) y la EPA Australiana (Ref. [63]). En el caso de la primera referencia, esta indica que la variación de salinidad provocada por una descarga no deber ser superior al 10% de la salinidad medida en el medio marino no afecto a la descarga. En el caso de la segunda referencia, este indica lo mismo, pero con una condición más restrictiva del 5% de variación de salinidad respecto al cuerpo receptor. Ambas referencias han sido utilizadas a nivel nacional en los estudios de evaluación de impacto ambiental, presentados en el SEIA.

Alternativas a descarga en el mar

Si bien, la descarga al mar es el método más común para la disposición de los efluentes de las plantas desalinizadoras ya que es aplicable a prácticamente todos los tamaños de proyectos de desalinización, también existen otras alternativas para poder minimizar el volumen de salmuera vertida al mar y/o reusar dichos recursos, en cuyo caso se pueden requerir tratamientos adicionales (Ref. [72]).

Actualmente existen varios proyectos de investigación y algunos en etapa de prueba piloto para poder reutilizar la salmuera en procesos mineros. Tal es el caso de la utilización de la salmuera para su aplicación en extracción de cobre mediante la lixiviación clorurada, proceso actualmente en desarrollo.

Otra opción en estudio es el llamado “Brine Mining” realizado por la Desalination Technology Research Institute (DTRI) y el Saline Water Conversion Corporation of Saudi Arabia (SWCC), que busca reducir el volumen de salmuera descargada al mar y aumentar el porcentaje de recuperación del proceso de osmosis inversa de 45% a 60% o más, en el caso de aplicaciones a agua de mar. El foco de este estudio es extraer cloruro de sodio (NaCl) y bromo (Br), con el objeto de producir posteriormente cloruro de potasio (KCl), sales de magnesio, y metales raros como el rubidio, litio y cesio (Ref. [73]).

También existe la opción de utilizar los efluentes en agricultura, por ejemplo, mediante el riego por aspersión de la salmuera en plantas tolerantes a la sal, no obstante, se suele utilizar sólo para pequeños volúmenes de efluente de agua salobre, y su aplicación a gran escala está limitada por las condiciones climáticas, la aplicación estacional y la disponibilidad de terrenos.

Otra alternativa utilizada es la evaporación por acción solar mediante el uso de reservorios de baja profundidad excavados directamente en el terreno y revestidas con liner, donde se descarga la salmuera para su evaporación de forma natural como resultado de la irradiación solar. Esta aplicación sin embargo es más común en plantas pequeñas de osmosis inversa para agua salobre (BWRO)³² de bajo caudal, instaladas en acuíferos salinos semiáridos cuando no hay posibilidad de descargar a un emisario marino. No obstante, considerando que para el presente caso de estudio el caudal de rechazo estimado de la planta desalinizadora en la segunda etapa será de 4,64 m³/s, y una tasa de evapotranspiración (ET) de 1,12 metros por año en el área de estudio (Ref. [31]), se requeriría una piscina de evaporación de más de 13.000 hectáreas, lo cual no se considera factible para su implementación³³.

³² Por sus siglas en inglés Brackish Water Reverse Osmosis.

³³

$$ET = \frac{Q_{\text{Rechazo}}}{\text{Área}_{\text{piscina}}}$$

$$1,12 \left(\frac{m}{\text{año}} \right) = \frac{\left(4,64 \frac{m^3}{s} \right) \times \left(\frac{3600 s}{1 hr} \right) \times \left(\frac{24 hr}{1 día} \right) \times \left(\frac{365 día}{1 año} \right)}{\text{Área}_{\text{piscina}} (m^2) \times \frac{1}{10000} \left(\frac{ha}{m^2} \right)} \rightarrow \text{Área}_{\text{piscina}} = 13.044 (ha)$$

También existen tecnologías de cero-vertimiento de líquidos (ZLD)³⁴, como los concentradores de salmuera y los cristalizadores, los que convierten la salmuera mediante evaporación térmica en agua altamente purificada y producto sólido seco apto para su eliminación en vertederos o para la recuperación de sales útiles. Dado que estos sistemas requieren un flujo de vapor para su funcionamiento, la mayoría funcionan con vapor residual procedente de una central eléctrica cercana, o en caso alternativo, requieren de un consumo muy alto de energía. Típicamente, los cristalizadores consumen 50 kWh/m³ (en comparación con RO de agua de mar que consume 3,5 kWh/m³), por lo que estas aplicaciones son más comunes en efluentes industriales para flujos menores, pero no como aplicación para resolver la descarga de salmuera de plantas desalinizadoras de agua de mar de gran escala.

Generalmente, los sistemas ZLD se utilizan cuando otras opciones para la gestión del concentrado no son viables, principalmente debido a sus elevados costos de construcción y de operación y mantenimiento. Dado que la salmuera es corrosiva, todo el equipo utilizado en este tipo de sistemas se construye con materiales resistentes a la corrosión, como titanio, molibdeno y acero inoxidable superdúplex. Esto hace que los sistemas ZLD sean de alto costo de inversión, incluso comparable o superior al costo de la propia instalación de desalinización (Ref. [83]).

³⁴ Por sus siglas en inglés Zero Liquid Discharge.

5.2 Energía

5.2.1 Sistema eléctrico nacional

En Chile el suministro eléctrico está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible el suministro de energía eléctrica en los distintos puntos de consumo del mercado. La descripción de los componentes se realiza a continuación (Ref. [131]):

Generación: Mediante la producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras;

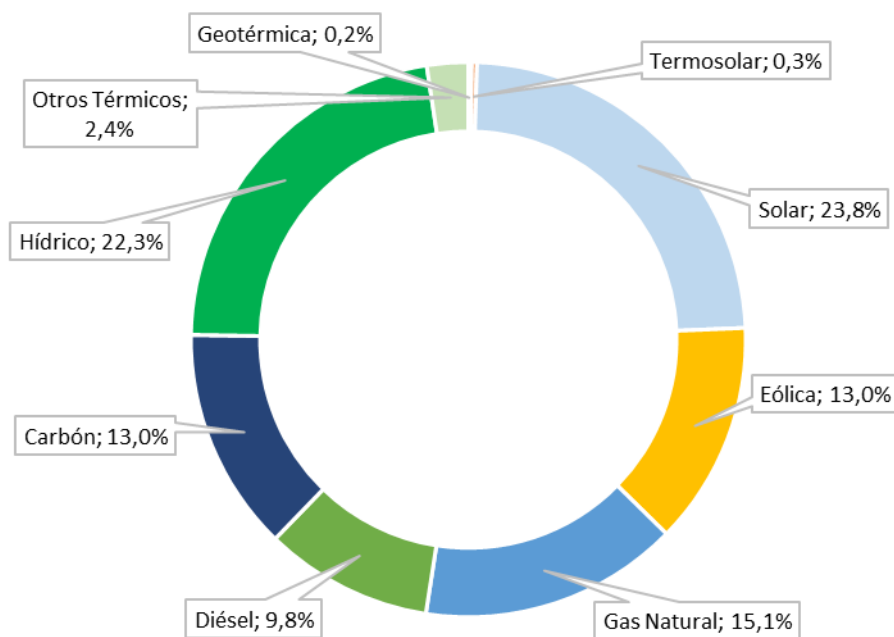
Transmisión: Tiene como función la transmisión, en niveles altos de voltaje, de la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico;

Distribución: Tiene como función distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

5.2.1.1 Generación

Es el proceso tecnológico que transforma las fuentes de energía primaria - toda aquella energía disponible en la naturaleza - en energía eléctrica transportable. En este segmento, la competencia y la existencia de diferentes actores es legal, aunque la ley faculta a la autoridad para obligar la interconexión de las instalaciones eléctricas, y así asegurar un sistema eficiente y seguro para todos. Los generadores enfrentan demandas que provienen de tres mercados básicos: Empresas Concesionarias de Distribución, Clientes no Sujetos a Fijación de Precios y Otros Generadores (Ref. [134]).

Con respecto a la generación de energía, el total de la capacidad instalada (potencia máxima bruta) del SEN al cierre de diciembre de 2022 alcanzó los 33.218 MW, aumentando un 7,6% con respecto al año 2021 (Ref. [92]). De la capacidad instalada total, 19.824 MW corresponde a generación basada en recursos renovables, es decir, de origen hidroeléctrico, solar fotovoltaico, eólico, biomasa y geotermia. Mientras que 13.394 MW corresponde a centrales termoeléctricas a gas natural, carbón o derivados del petróleo. En la siguiente figura se presenta la capacidad instalada en Chile y distribución según el tipo de energía.



Fuente: Ref. [92].

Nota: Otros térmicos incluye Biogás, Biomasa, Fuel Oil, Petcoke y Cogeneración.

Figura 5-30 Distribución según tipo de energía en Chile año 2022.

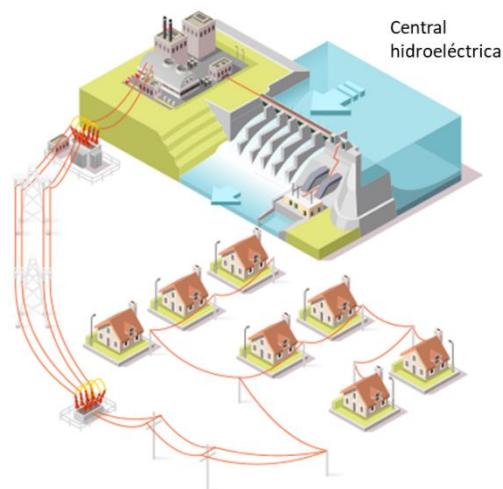
A continuación, se describen las principales fuentes de generación de la matriz eléctrica de Chile, siendo éstas las de gas natural, carbón, Diesel, hidráulica, solar y eólica.

Gas natural, carbón y diésel

En las centrales térmicas convencionales se produce electricidad a partir de estos combustibles fósiles (Ref. [100]). El gas natural, carbón o Diesel corresponden a fuentes de energías no renovables, los que una vez consumidos, se agotan y no pueden regenerarse o su ritmo de reposición es mucho más lento que el de su consumo en el tiempo (eras geológicas para combustibles fósiles).

Hidráulica

La energía de origen hidráulica (o hidroeléctrica, ver Figura 5-31) es una energía renovable que aprovecha la energía potencial del agua cuando se encuentra a una altura superior respecto a un punto de descarga. El propio movimiento del agua hace girar una turbina que está conectada a un generador, produciendo energía eléctrica. La hidroelectricidad, al provenir del agua, es una fuente libre de emisiones de gases de efecto invernadero, a diferencia de otras fuentes basadas en combustibles fósiles.



Fuente: Ref. [100]

Figura 5-31 Esquema de suministro energético partir de energía hidroeléctrica

Eólica

La energía eólica es una energía renovable que aprovecha la energía cinética del viento para generar electricidad. La energía se obtiene con un aerogenerador o “molino de viento” el cual se compone principalmente de un rotor, que transforma la energía cinética de viento en energía mecánica; y un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica (ver Figura 5-32).

El potencial eólico se calcula en función de la distribución de la velocidad del viento. Los aerogeneradores situados en sitios donde las medias de velocidad del viento son de 8 metros por segundo (m/s) en la altura del eje del rotor pueden producir entre un 75% y 100% más de electricidad que aquellas donde el viento sopla a una media de 6 m/s. Un aerogenerador de 1,8 MW situado a un buen emplazamiento puede producir más de 4,7 millones de kWh cada año (Ref.[100]).



Fuente: Ref. [99]

Figura 5-32 Esquema de suministro energético partir de energía eólica

Solar

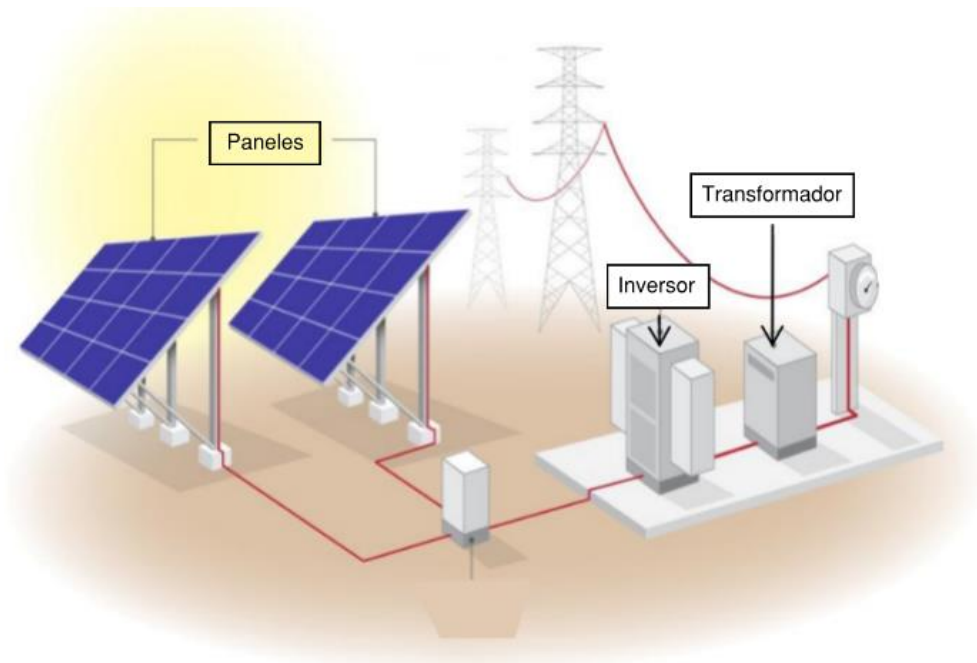
La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación proveniente del sol. Esta energía, en forma de calor y luz, puede aprovecharse por medio de células fotoeléctricas, heliostatos o colectores solares, que la convierten en energía eléctrica o térmica.

La cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo (kWh/m^2 al día) corresponde al principal criterio para seleccionar la ubicación de una planta solar. La zona norte de Chile presenta la ventaja de registrar la mayor incidencia solar del mundo, principalmente en el desierto de Atacama y zonas próximas.

Existen dos tipos de centrales solares relevantes para este caso de estudio, los que se describen a continuación:

- **Sistemas fotovoltaicos (FV):**

Generación de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos que captan la energía luminosa del sol para transformarla en energía eléctrica. Para conseguir la transformación se emplean células o placas fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores y dispositivos conversores (ver Figura 5-33).



Fuente: Modificado de Ref. [74].

Figura 5-33 Componentes de planta solar fotovoltaica

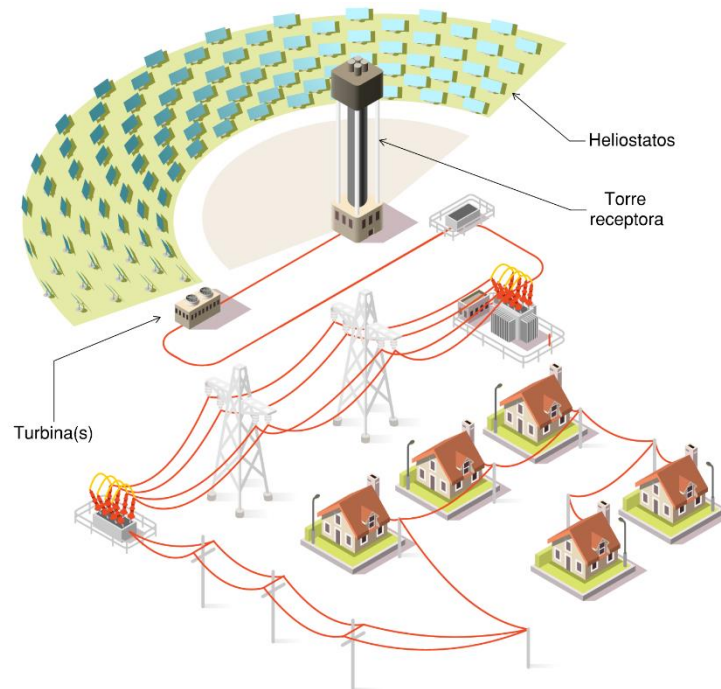
La principal desventaja de los sistemas solares fotovoltaicos es que la producción de energía está limitada por las horas de sol. No obstante, esta tecnología se puede complementar con el almacenamiento de energía en baterías con el objetivo de suministrar energía durante todo el año las 24 horas del día.

- **Sistemas solares de concentración de potencia (CSP):**

En el caso de las centrales solares de concentración se utiliza el calor de la radiación solar para producir energía eléctrica. Los colectores concentradores utilizan espejos para enfocar la energía del sol en un tubo que contiene un cierto fluido, tal como aceite, sales, entre otros, a los cuales se les transfiere la energía proveniente del sol, para luego producir energía eléctrica a través de un ciclo termodinámico convencional.

La energía solar de concentración (CSP)³⁵ (Figura 5-34) es un tipo de energía solar térmica, equipada con un sistema de almacenamiento de sales fundidas, las cuales almacenan el calor y permanecen en funcionamiento también durante las horas de la noche y de los días nublados, lo que aumenta su disponibilidad para producción de electricidad.

³⁵ Por sus siglas en inglés Concentrated Solar Power.



Fuente: Adaptada de Ref. [100]

Figura 5-34 Componentes de planta CSP

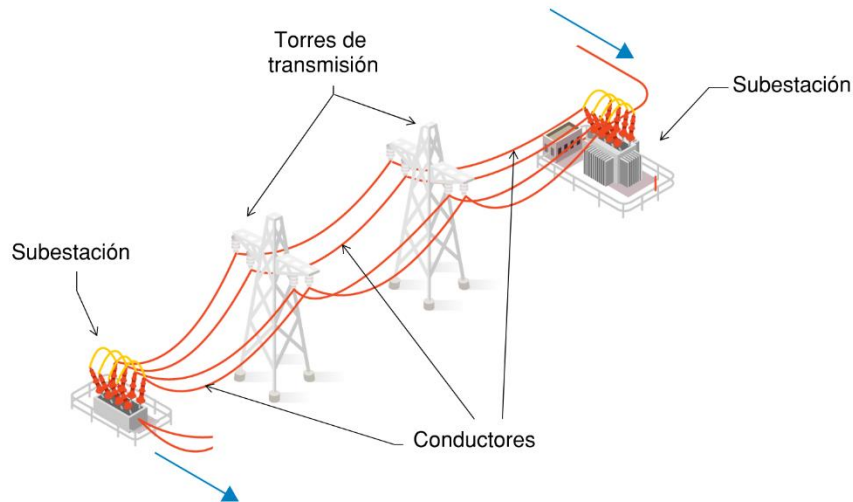
5.2.1.2 Transmisión

Los sistemas de transmisión corresponden al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los centros de generación hasta las subestaciones (requeridas para bajar el voltaje hacia la etapa de distribución), operando en niveles de tensión superiores a 23 kV.

Las economías de este servicio operan como monopolio, ya que la inversión debe ser única. Es por eso que la legislación eléctrica lo define como un segmento regulado en el sistema. Los propietarios de sistemas de transmisión establecidos, como concesionarios de líneas de transporte de energía –cableado eléctrico- o cuyas instalaciones usen bienes nacionales de uso público (como, por ejemplo, cualquier espacio de la vía pública) deben permitir el paso de la energía a los interesados en transportarla. A cambio, estos al usar estas instalaciones pagan al propietario a través de peajes, con precios unitarios de energía y potencia transportada (Ref. [134]).

Los sistemas eléctricos se organizan (principalmente) bajo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual se origina tras la conexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Tras esto, el SEN cuenta con una longitud que alcanza los 3.100 km, abarcando desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. Este tiene una cobertura del 99% de la población nacional (Ref. [89]).

Actualmente, para asegurar el aprovechamiento y transmisión de la energía renovable generada, se hace necesario fortalecer el sistema de transmisión y/o aplicar mecanismos de almacenamiento de energía.



Fuente: Adaptada de Ref. [100]

Figura 5-35 Componentes de una línea de transmisión

Las principales componentes para una línea de transmisión se observan en la Figura 5-35 y se describen a continuación (Ref. [97]).

Torres de transmisión

Las torres de transmisión son el componente más visible del sistema de transmisión y su función es mantener los conductores de alta tensión separados de su entorno y entre sí. Las líneas de mayor voltaje necesitan una separación mayor entre las torres.

Lo anterior es un factor importante, ya que puede ocurrir una transferencia involuntaria de energía entre un conductor y su entorno, más conocida como falla a tierra. Esta falla ocurrirá si una línea energizada entra en contacto directo con el entorno o se acerca lo suficiente al otro conductor como para generar un arco eléctrico.

Con el requerimiento de evitar fallas y el potencial eléctrico a transmitir por el conductor (voltaje), se determinan las dimensiones físicas de una torre: altura, espacio entre conductores y longitud del aislante necesario para montar el conductor. Con estas dimensiones básicas es que luego se realiza un diseño estructural de la torre considerando cargas sísmicas, de viento, entre otras consideraciones según la zona de emplazamiento de las torres.

Conductores

Corresponden a los cables que conducen la energía eléctrica desde una central de generación hacia un sistema interconectado o clientes finales. En los primeros años de la industria, se utilizaba el cobre debido a su alta conductividad eléctrica, sin embargo, la baja relación resistencia-peso del cobre limitaba la longitud aceptable del tramo (distancia entre torres). Por lo que el aluminio, con una mayor relación resistencia-peso, se presentó como una alternativa a la materialidad de los cables, permitiendo una mayor distancia entre tramos.

Los conductores de aluminio también favorecían al costo de inversión, siendo estos más económicos que el cobre, a pesar de que tiene menor conductividad. Por lo anterior, es que también se puede combinar la materialidad de los cables, como por ejemplo la utilización de un cable de aluminio con refuerzo de acero, generando una relación resistencia-peso aun mayor y que mantiene el rendimiento eléctrico del aluminio.

Subestaciones

Las subestaciones son instalaciones encargadas de realizar transformaciones de tensión mediante los transformadores, y así poder reducir el voltaje desde las líneas de transmisión (alta tensión o alto voltaje/media tensión o medio voltaje) hasta el voltaje que generalmente se requiere para la distribución a los clientes (baja tensión o bajo voltaje).

También pueden existir subestaciones intermedias si se requiere un cambio de voltaje a lo largo de la ruta de la línea de transmisión.

5.2.1.3 Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada.

Estos sistemas se encargan de llevar la energía a los usuarios finales, es decir, la electricidad que podemos usar en nuestros hogares: instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Al tratarse de un monopolio natural (aquel en que la actividad está a cargo de una sola empresa), los precios deben ser regulados para los clientes finales (Ref. [134]).

La actividad funciona bajo concesiones de distribución, por lo que las empresas a cargo deben dar servicio de electricidad a las zonas de concesión otorgadas, mientras que las tarifas para clientes con capacidad conectada inferior o igual a 5000 kW son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes con capacidad superior se acuerdan libremente (Ref. [134]).

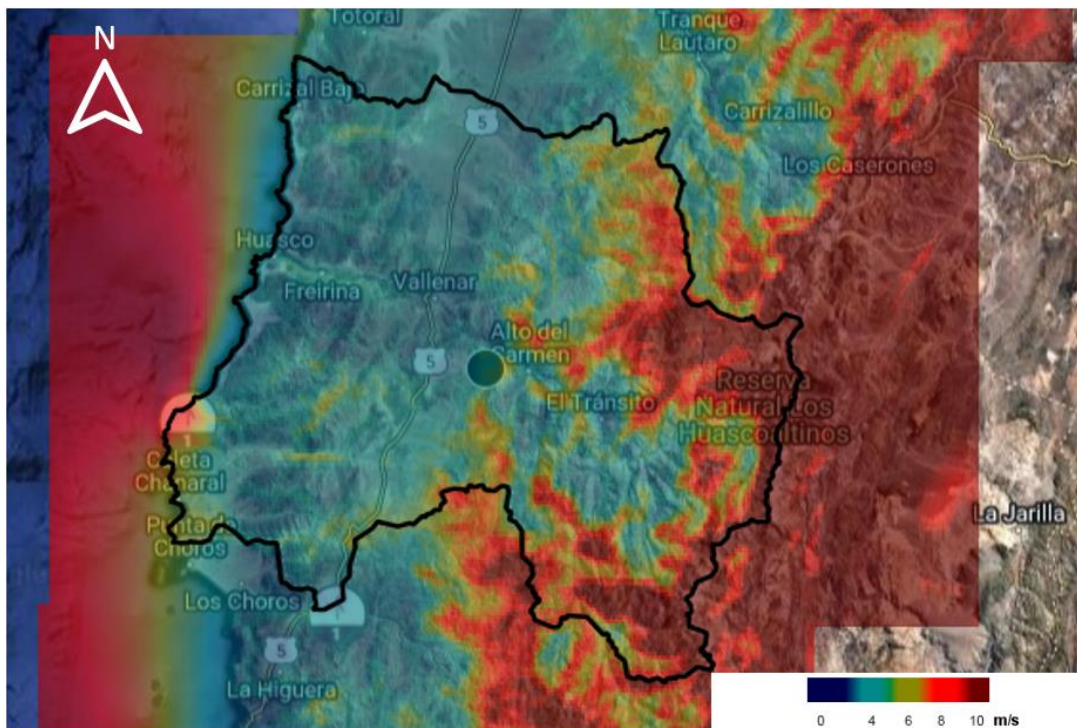
Dadas las potencias de los equipos contemplados en los sistemas de desalinización y de bombeo, en el presente estudio se considera que las conexiones para suministro eléctrico serán por medio de líneas de transmisión eléctricas propias o del SEN, por lo que no se contemplan obras ni conexiones a los sistemas de distribución.

5.2.2 Selección de tecnología de generación

Para el presente estudio se ha considerado la posibilidad de incorporar sistemas de generación que suministren energía eléctrica a las instalaciones del sistema de suministro hídrico (planta desalinizadora y plantas elevadoras).

De acuerdo con la información de las fuentes energéticas disponible en el Ministerio de Energía ³⁶, se cuenta con amplias zonas con potencial de generación solar, no así para el caso de generación eólica que también se evaluó para este estudio. Sin embargo, el potencial de la zona de acuerdo con simulaciones utilizando el explorador eólico del Ministerio de Energía no fueron favorables en comparación a zonas donde si habían centrales eólicas existentes (que se encuentra limitado a la zona costera), tal como se observa en las siguientes figuras.

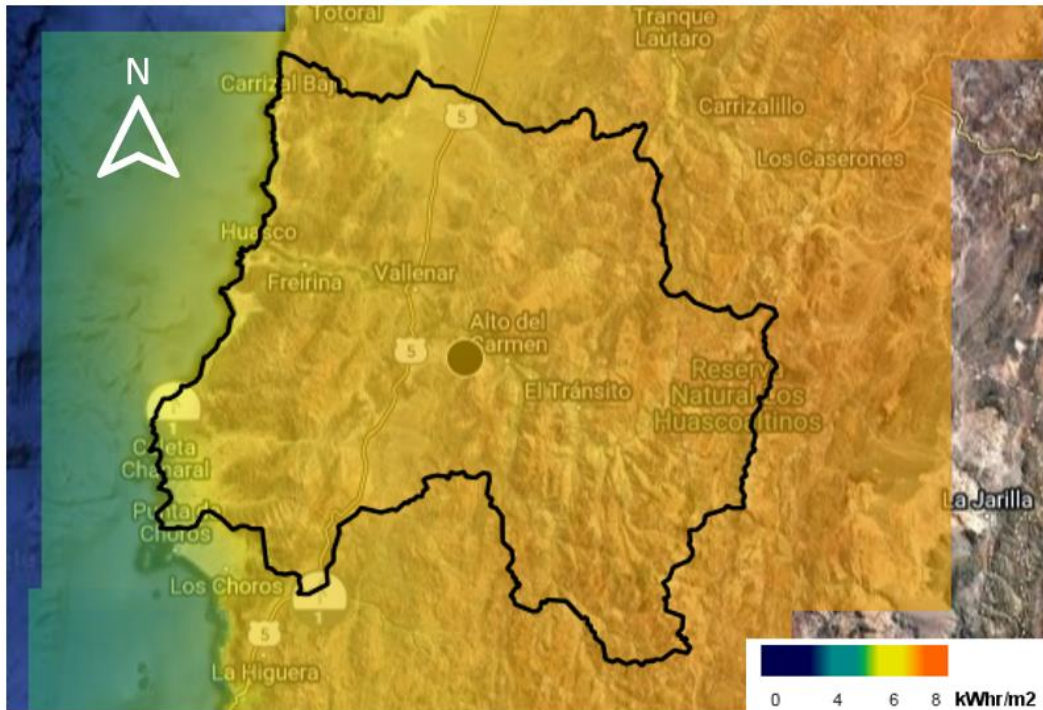
Por otro lado, no se cuenta con información respecto al potencial de biomasa forestal e hidroeléctrico en la zona de estudio.



Fuente: Ref. [95]

Figura 5-36 Potencial eólico en la zona de estudio

³⁶ <https://energiamaps.cne.cl/#>



Fuente: Ref. [95]

Figura 5-37 Potencial solar en la zona de estudio

Potencialmente, se podría aprovechar la posibilidad de complementar el suministro energético con generación hidroeléctrica a partir de los recursos del embalse Santa Juana, sin embargo, se debe considerar la disponibilidad efectiva en base a los requerimientos de los predios agrícolas alimentados por dicho embalse.

Dado lo anterior, y en consecuencia con los lineamientos de descarbonización de la matriz energética adoptados por el país, así como la información sobre el potencial de energía solar en la zona de estudio (ver Figura 5-37), es que se ha optado por la utilización de las tecnologías solares, aprovechando el alto potencial de generación disponible en la zona norte del país y en la cuenca del río Huasco, particularmente las tecnologías de parques fotovoltaicos y parques de concentración solar de potencia.

Sección 6

Descripción proyecto agua y energía

La presente sección engloba la descripción del modelo integrado para el estudio de una iniciativa de suministro de agua y energía, denominado en adelante como “proyecto integrado agua-energía” o “proyecto”, que contempla el desarrollo de la caracterización y valorización del sistema de suministro hídrico, el cual suplirá el déficit hídrico estimado para satisfacer la demanda de los usuarios de la cuenca del río Huasco (descritos en la Sección 4). Adicionalmente, se describe y valorizan las obras para el suministro de energía de las instalaciones contempladas en el sistema de suministro hídrico, además de la descripción de los aspectos ambientales más importantes en la zona considerada en el presente caso de estudio.

6.1 Suministro Hídrico

En la Sección 4 se analizó y ajustó el balance oferta-demanda de agua para el caso de estudio en la cuenca del río Huasco utilizando como referencia el “Plan Estratégico de Gestión Hídrica en la Cuenca de Huasco” Ref. [5], ajustada con las demandas de los proyectos mineros previstos en la zona (Ref. [15], [16], [17], [18], [19] y [20]), identificados en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

A partir de lo anterior se elaboró un modelo para dimensionar y valorizar una posible iniciativa de proyecto para suministro hídrico multipropósito en la cuenca, considerando una planta desalinizadora con tecnología de osmosis inversa con una capacidad de producción de 3.500 L/s para el año 2050. Para la implementación de la planta desalinizadora se ha supuesto su construcción en dos fases, una primera fase con capacidad de producción de 2.000 L/s, para la suplir la demanda al año 2030 y una segunda fase de expansión de 1.500 L/s para completar la capacidad total de producción de 3.500 L/s al año 2050. Si bien se proyectan dos fases, los edificios de control, mantenimiento y administración se proyectan en la primera fase para la capacidad de producción final. En la siguiente tabla se presentan los caudales considerados en cada fase del proyecto.

Tabla 6-1 Caudales de diseño.

Tramo	Unidad	Fase 1	Fase 2 Expansión	Total Proyecto
Caudal	L/s	2.000	1.500	3.500

El emplazamiento de las obras contempladas en el sistema de suministro hídrico en la Figura 6-1, y se agrupan en:

- Obras marinas: captación, sentina de bombeo de agua de mar y emisario de descarga de salmuera;
- Planta desalinizadora, incluyendo impulsión de alimentación de agua de mar, unidades de tratamiento y estanque de agua producto;
- Sistema de impulsión, incluyendo estaciones de bombeo y tuberías de impulsión y descarga a puntos de consumo.

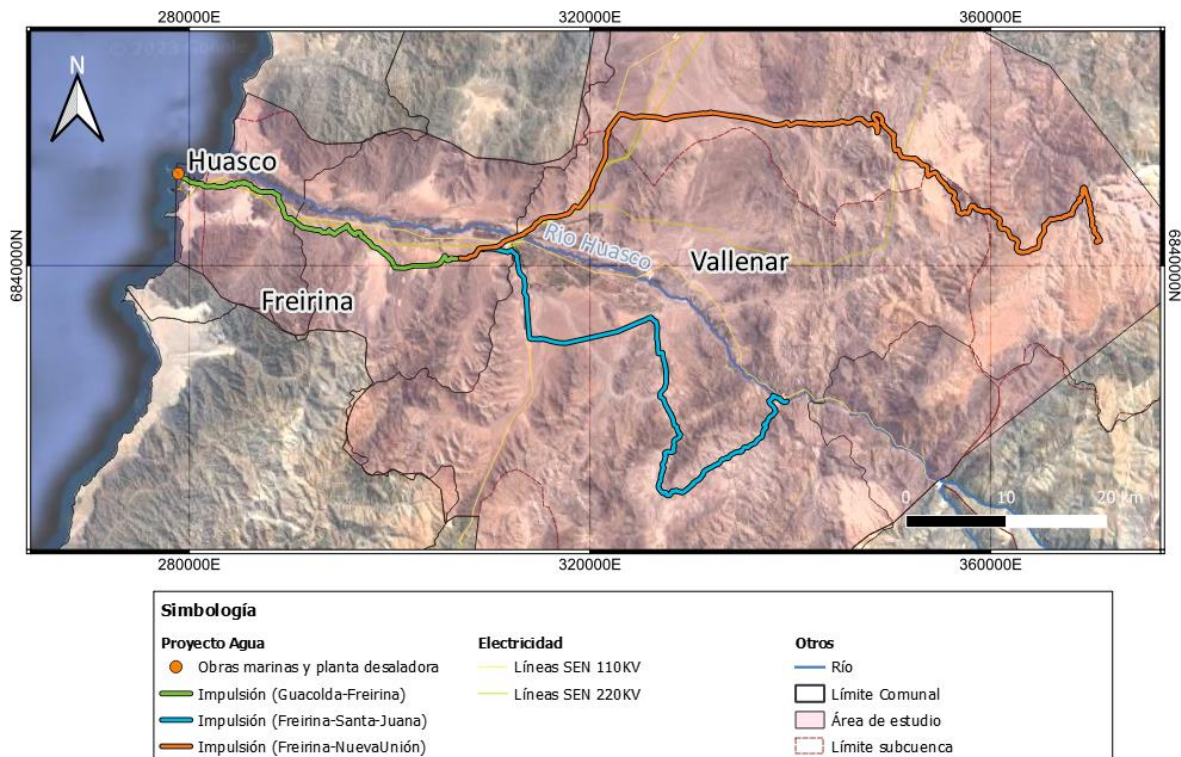


Figura 6-1 Emplazamiento de obras.

6.1.1 Descripción de obras proyecto agua

6.1.1.1 Obras Marinas

Considerando las dos fases de construcción definidas para proyecto, se describen las características de la captación y descarga, que conforman las Obras Marinas (OOMM) del proyecto:

Captación

Para la construcción de la primera fase, de capacidad 2.000 L/s de agua producto, se considera una tubería submarina conectada a una torre de captación.

Para la segunda fase, de capacidad adicional 1.500 L/s de agua producto, se considera la instalación de una segunda tubería submarina y torre de captación, que tendrán las características idénticas a las de la primera fase del proyecto.

Se considera una longitud de la tubería de captación de 400 metros, en base a información de un proyecto cercano en la zona en estudio (Cerro Blanco: Ref. [14]), dado que este proyecto se encuentra en las cercanías de la central Guacolda, donde se emplazarían las OOMM. Se debe mencionar que el presente estudio no incluyó estudios básicos para el emplazamiento de las obras marinas, tales como análisis y/o estudios de batimetría, geología costera, estudio de corrientes y análisis de calidad del agua de mar en la zona de captación, entre otros estudios de caracterización. Dichos estudios básicos deben ser desarrollados en las distintas etapas de la ingeniería, aplicados a los sitios específicos donde se considere un proyecto de suministro hídrico como el abordado en el presente estudio.

Descarga

Para la construcción de la primera fase, de capacidad 2.000 L/s de agua producto, se considera una tubería submarina conectada a un difusor para la descarga controlada de la salmuera. Se proyecta la construcción de una única cámara de carga con capacidad para las dos fases.

Para la segunda fase, donde se agrega una capacidad adicional de 1.500 L/s de agua producto, se considera la instalación de una segunda tubería submarina y difusor, con características idénticas a los de la primera fase del proyecto.

Se considera una longitud de la tubería de descarga de 600 metros, en base a información de proyecto cercano (Cerro Blanco: Ref. [14]), dado que este proyecto se encuentra en las cercanías de la central Guacolda. Se debe mencionar que para este estudio no se realizó un análisis de dilución, estudios de corrientes y estudios de batimetría, los que deben ser abordado para el sitio específico, en caso de que se desarrolle un proyecto de suministro hídrico de este tipo.

Los principales parámetros del dimensionamiento de los sistemas de captación de agua de mar y descarga de salmuera, se presentan en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2 Dimensionamiento de obras marinas del proyecto.

Operación	Parámetro	Captación	Descarga
Fase 1	Caudal máximo ⁽¹⁾	4.650 L/s	2.650 L/s
	Número de tuberías	1	1
	Diámetro tuberías ^[3]	1.800 mm	1.400 mm
	Longitud de tubería	400 m	600 m
	Otros componentes	1 torre de captación	1 difusor
Fase 2	Caudal máximo	9.300 L/s	5.300 L/s
	Número de tuberías ⁽²⁾	2	2
	Diámetro tuberías ⁽³⁾	1.800 mm	1.400 mm
	Longitud de tubería	400 m	600 m
	Otros componentes	2 torres de captación	2 difusores

Nota: ⁽¹⁾ Caudal requerido para producir 2.000 L/s de agua producto en Fase 1

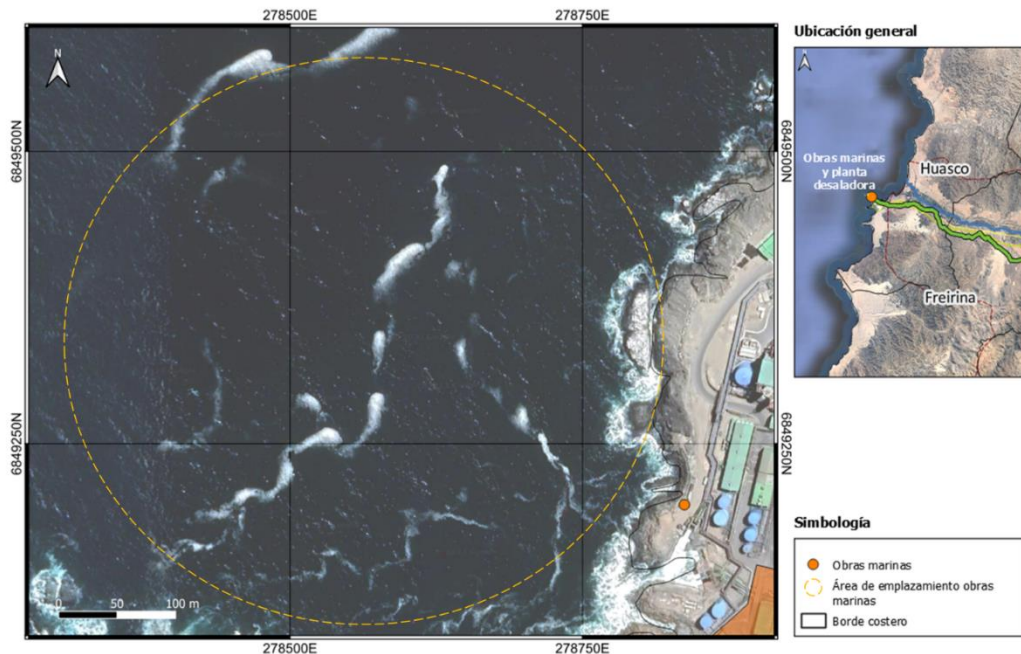
⁽²⁾ Número indicado para la totalidad del proyecto

⁽³⁾ Dimensión de acuerdo con norma ISO 4427 (HDPE) o ISO 11922 (FRP)

Fuente: Elaboración propia.

Se destaca que la materialidad (HDPE o FRP) de las tuberías de captación y descarga debe ser definido en etapas posteriores del proyecto.

En la Figura 6-2 se puede observar la ubicación general para el emplazamiento de las obras marinas, contemplada para el presente estudio, considerando la instalación de la planta desaladora en los terrenos disponibles en el recinto de la Central Termoeléctrica Guacolda.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6-2 Ubicación de obras marinas del proyecto.

6.1.1.2 Planta Desalinizadora

Pretratamiento

Tal como fue descrito en la Sección 5, la finalidad de este proceso es remover los sólidos suspendidos y materia orgánica, de manera de acondicionar el agua para el paso a través de las membranas de osmosis inversa.

De acuerdo con la experiencia del equipo consultor y la práctica comúnmente aplicada en las desalinizadoras en Chile, para el presente estudio se ha supuesto un pretratamiento consistente en un sistema de flotación por aire disuelto (DAF)³⁷, filtración con medio granular o membranas, seguido de filtración con filtros cartuchos.

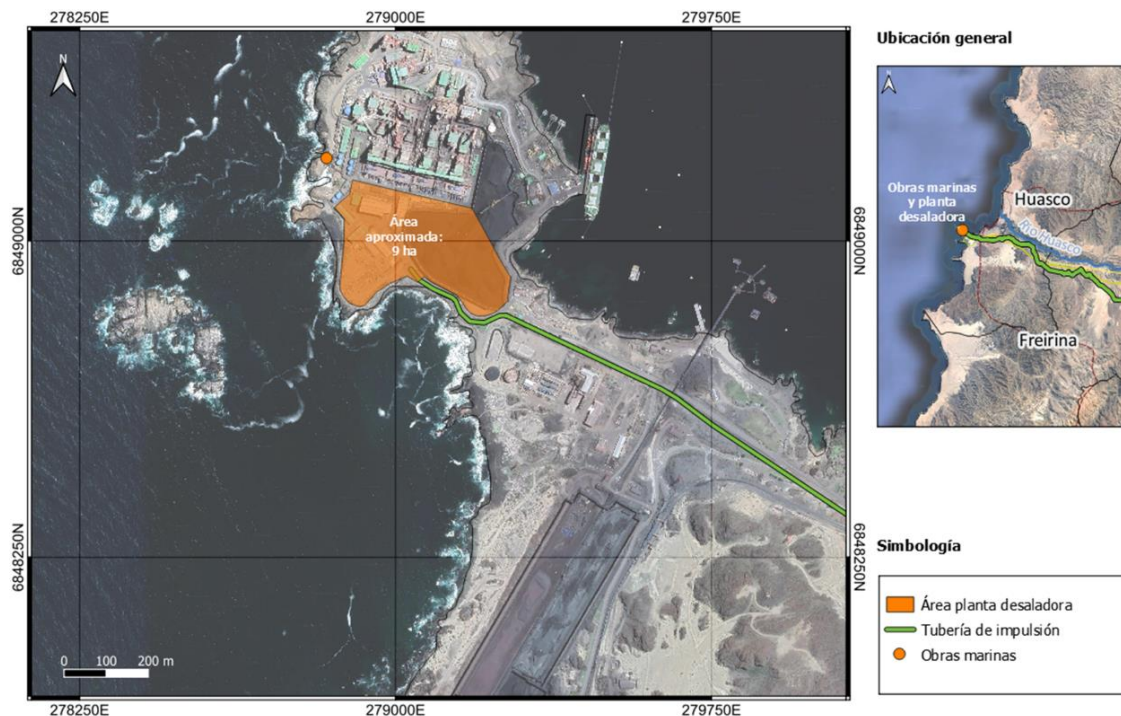
Osmosis Inversa

Para el diseño conceptual de la planta desalinizadora, se han considerado ocho (8) bastidores de osmosis inversa, cada uno con una capacidad de 250 L/s de agua producto, los cuales permitirán la producción de 2.000 L/s para la primera fase del proyecto. Para la segunda fase, se ha considerado la expansión de la planta con seis (6) bastidores adicionales, que cubrirán el aumento de 1.500 L/s de agua producto, contando finalmente con un total de catorce (14) bastidores de osmosis.

Para estimar el área requerida para el emplazamiento de la planta desalinizadora, se consideraron las áreas contempladas en proyectos ingresados en el SEIA Ref. [22] y [23], y la experiencia del equipo consultor en proyectos similares. En base a dicha información se ha estimado un área de 9 hectáreas para el emplazamiento de las obras.

Las instalaciones de la Central Termoeléctrica Guacolda cuentan con terrenos suficientes para la construcción de una planta desalinizadora. Se eligió esta zona para el emplazamiento ya que es parte del Plan/Estrategia de Descarbonización de la Central Guacolda (Ref. [10]), en donde se ha comprometido el cierre voluntario de las diferentes centrales termoeléctricas que operan en el sector. No obstante, emplazar la planta desalinizadora en esta zona requeriría relocalizar almacenes y bodegas existentes, además de modificar el depósito de carbón de la central. Sin embargo, parte del Plan de Descarbonización creado por el Ministerio de Energía, indica que las instalaciones de la central pueden ser reutilizadas para otros proyectos, que en este caso se considera una ventaja para el Proyecto Integrado Agua-Energía (Ref. [2] y [49]). En la Figura 6-3, se presenta el área aproximada que utilizaría la planta dentro del recinto de la Central Termoeléctrica Guacolda, sin considerar la reutilización de las instalaciones.

³⁷ Por sus siglas en inglés: Dissolved Air Flotation



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6-3 Ubicación de planta desalinizadora del proyecto.

El consumo de energía de una planta desalinizadora depende de la configuración de proceso seleccionado; de acuerdo con literatura (Ref. [83]) y experiencia del consultor, el consumo es del orden de 3,5 kWh/m³ para una condición promedio de salinidad y temperatura de agua de mar (37.500 mg/L y 16°C), por lo cual para la primera fase de producción de 2.000 L/s implicará una potencia instalada aproximada de 28 MW³⁸, la cual aumentará a 49 MW para la segunda fase de 3.500 L/s.

Post tratamiento

Tal como fue descrito en la Sección 5, el sistema de postratamiento tiene como objetivo obtener un agua con las características requeridas por el consumidor final (usuario agua potable, industrial o agua para riego), y disminuir el potencial de corrosión, con el objetivo de satisfacer el requerimiento de la vida de los estanques y cañerías del sistema de transporte.

El postratamiento considerado en este caso corresponde a la adición de cloro y flúor con el objetivo de obtener un agua con calidad potable. Además, para el agua a utilizar en producción de hidrógeno, se requiere un segundo paso de osmosis inversa y un proceso CEDI de desmineralización.

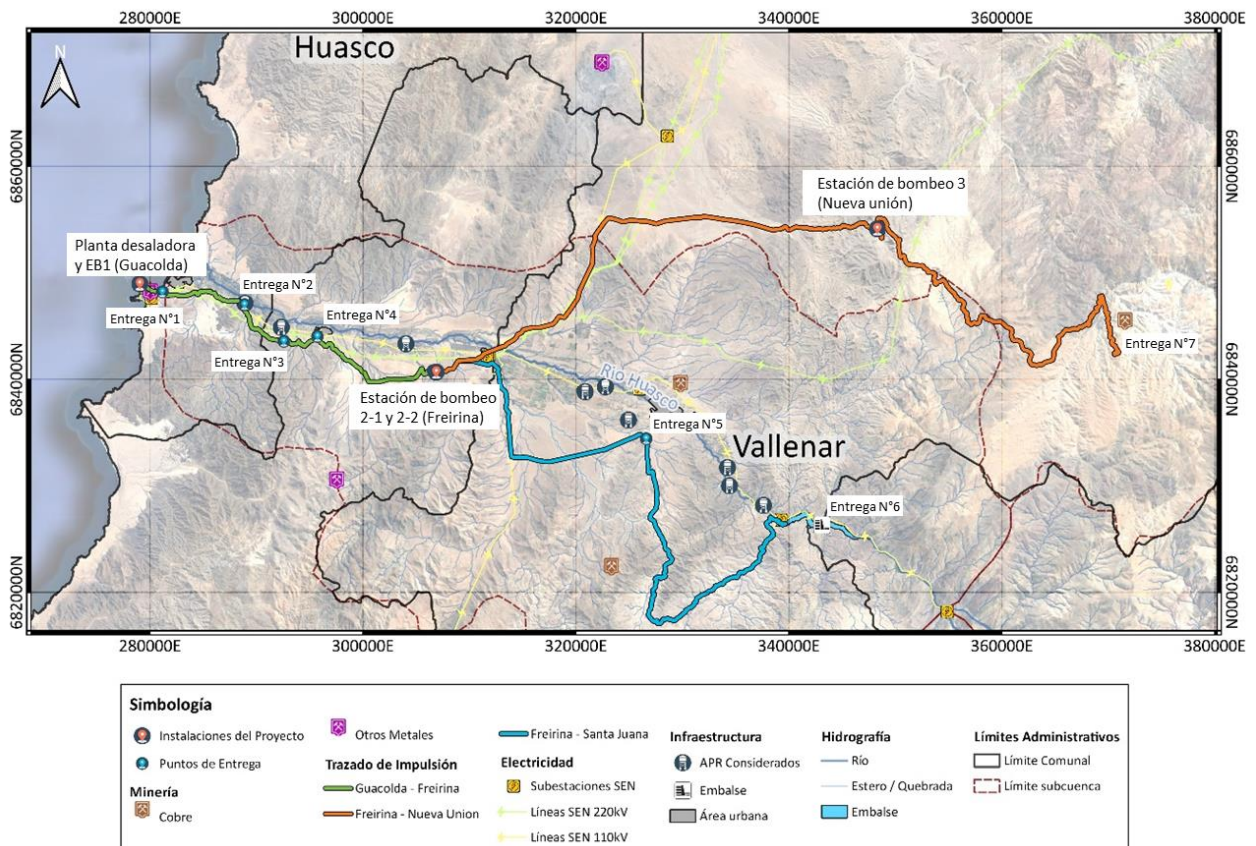
³⁸ Valor calculado como $P = \text{Factor de Seguridad (1,1)} * 3,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} * \text{Caudal} \frac{\text{L}}{\text{s}} * 3,6 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} * \frac{1}{1000} \frac{\text{MW}}{\text{kW}}$

6.1.1.3 Sistema de impulsión

Esquema general y caudal impulsado

La impulsión proyectada consiste en una conducción que, mediante estaciones de bombeo (EB), transporta el agua producto de la planta desalinizadora hacia los diferentes puntos de entrega del proyecto. Se ha contemplado una capacidad de transporte de 2.000 L/s en la primera fase y 3.500 L/s en la segunda, mediante instalación de una tubería de acero al carbono revestida. Los movimientos de tierra, construcción de obras civiles e instalación de las tuberías se proyecta durante la fase 1 del proyecto integral, posteriormente, en la fase 2, se ampliaría la capacidad de las estaciones de bombeo, incorporando equipos de bombeo adicionales.

El trazado se divide en tres (3) tramos, tal como se observa en la Figura 6-4. El primer tramo (en color verde) se extiende entre la estación de bombeo ubicada a la salida de la planta desalinizadora (EB1) y la comuna de Freirina, donde se ubican dos (2) estaciones de bombeo EB2-1 y EB2-2. Desde este punto, el agua es impulsada por la EB2-1 hasta la estación de bombeo EP-3 y desde ahí hasta las instalaciones mineras del proyecto Nueva Unión (tramo norte en color naranja), y por la EB2-2 hasta el embalse Santa Juana (tramo sur en color celeste).



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6-4 Trazado de impulsión.

Los caudales máximos transportados en cada sección se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6-3 Caudales de diseño de impulsión.

Tramo	Unidad	Fase 1 (2030)	Fase 2 (2050)
Guacolda – Freirina	L/s	2.000	3.500
Freirina – Embalse Santa Juana	L/s	1.030	1.850
Freirina – Proyecto Nueva Unión	L/s	970	1.650

Para el presente estudio se han considerado siete (7) puntos de entrega a lo largo del sistema de impulsión. En la siguiente tabla se presentan los puntos de entrega, tipo de usuario y caudal asociado, además de la altura en de entrega.

Tabla 6-4 Cliente, caudal, altura y ubicación de puntos de entrega.

Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal Fase 1 (L/s)	Caudal Fase 2 (L/s)	Altura (msnm)	Ubicación (km) ⁽¹⁾
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	20	22	37	2,35
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,5	0,8	65	11,2
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,7	0,8	199	17
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	11	12	220	21,2
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,4	1,7	307	35,6
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	123	159	495	64,1
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	873	1.654	1.006	105,6
Entrega N°7	Agua para minería	Proyecto Nueva Unión	970	1.650	2.177	135,6
Caudal impulsado Total			2.000	3.500	-	-

Nota: (1) Ubicación desde EB1.

Criterios de Diseño

- Dimensionamiento hidráulico

La estimación de las pérdidas de carga se ha realizado considerando las pérdidas de carga friccionales y singulares o menores a lo largo de la impulsión, estimadas considerando la ecuación de Colebrook-White³⁹.

El dimensionamiento se ha realizado considerando el máximo flujo (3.500 L/s), esto con el objetivo de realizar la instalación de las tuberías del sistema de impulsión durante la Fase 1.

- Transporte presurizado

El sistema de transporte está diseñado para operar en una tubería presurizada en toda su longitud. No se permite la operación en acueducto.⁴⁰

En un sistema de tuberías en presión ocurre un fenómeno en las partidas y detenciones del sistema denominado "*golpe de ariete*", el cual se manifiesta como fluctuaciones bruscas de presión. El análisis de este fenómeno se realiza de forma simplificada utilizando la fórmula de Joukowski, la cual permite obtener las presiones eventuales en el sistema (Ref. [78]).

- Criterio para velocidad del flujo

El diámetro de las tuberías se ha determinado de forma tal que la velocidad sea superior a 0,9 m/s e inferior a 3 m/s.

- Espesor de pared de tubería de impulsión

La definición del espesor de la pared de la tubería de impulsión se ha realizado de acuerdo a los lineamientos establecidos en las normas ASME B31.4 y 36.10M (Ref. [53] y [54]). El espesor de la pared de la tubería se calcula para la contención de la presión interna. Se aplica una distribución discretizada de espesores de pared de tubería, de acuerdo con las presiones, de operación y eventuales, a lo largo del trazado.

Se ha considerado un sobre espesor por corrosión de 2 mm y un revestimiento interior de Epoxi de 0,4 mm. Se considera tubería enterrada a una profundidad media⁴¹ de 0,9 metros a la clave.

- Factor de diseño

El código ASME B31.4 (Ref. [53]) indica que los factores para el diseño de tuberías bajo presión interna corresponden a los presentados en la Tabla 6-5.

³⁹ Para más información consultar Ref. [125]

⁴⁰ Abastecimiento de agua por gravedad.

⁴¹ En diseños futuros, la profundidad debe ser definida de acuerdo con estudios del suelo y la norma ASME B31.4 (Ref. 43])

Tabla 6-5 Factores de diseño en tuberías bajo presión interna.

Descripción	Valor
Factor de diseño de estado estacionario	0,72
Factor de diseño para sobrepresiones (fenómenos transitorios)	0,79

Fuente: ASME B313.4 Capítulo II Ref. [53]

Estos factores de diseño se aplican como multiplicador al Límite Elástico Mínimo de la tubería (SMYS)⁴² para obtener los valores de la Presión Operativa Máxima Permisible (MAOP)⁴³ y la Sobrepresión Máxima Permisible (MASP)⁴⁴.

La MAOP de la tubería de agua debe exceder el valor de presión de operación en todos los puntos de la ruta. Este valor considerará el factor de diseño para la condición de operación en estado estable.

De igual forma, la presión máxima ocasional asociada a fenómenos transitorios debe ser menor a la MASP considerando también el factor de diseño para sobrepresiones.

- Consideraciones

De acuerdo con la experiencia del consultor, en cada estación de bombas se instalará una bomba en stand-by, con el objetivo de tener redundancia⁴⁵.

- Volumen Estanques

El proyecto del suministro hídrico considera la construcción de cuatro (4) estanques que actuarán como sentina de las plantas elevadoras. Los criterios para su dimensionamiento se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6-6 Dimensionamiento de estanques

Parámetro	1	2	3	4
Ubicación	Estación de Bombeo 1	Estación de Bombeo 2	Estación de Bombeo 3	Nueva Unión (Relincho)
Caudal (L/s)	3.500	3.500	1.650	1.650
Tiempo de retención (min)	60	60	30	60
Volumen útil (m ³)	12.600	12.600	3.330	5.940

⁴² Por sus siglas en ingles Specified Minimum Yield Strength

⁴³ Por sus siglas en ingles Maximum Allowable Operating Pressure

⁴⁴ Por sus siglas en ingles Maximum Allowable Surge Pressure

⁴⁵ La redundancia se define como el porcentaje de flujo de diseño disponible cuando una bomba falla, considerando la demanda diaria del sistema.

Características y dimensionamiento

- Tramo Guacolda – Freirina

El tramo Guacolda – Freirina considera una longitud aproximada de 36 km. En la Figura 6-5 se muestra el perfil del trazado del sistema de impulsión desde la Estación de Bombeo 1 (EB1), hasta el estanque de recepción ubicado en la comuna de Freirina.

El análisis hidráulico se ha realizado para comprobar la operatividad de la tubería considerando el máximo flujo (3.500 L/s). En la Figura 6-5 se observa el perfil hidráulico del trazado, se destaca el perfil de terreno, presiones máximas permisibles (de operación y eventuales)⁴⁶, las líneas de energía y de presión eventual de la tubería. Se aprecia que la curva de MAOP para el sistema de conducción está sobre el valor de presión en todos los puntos de la ruta. De igual forma, la curva de MASP está sobre el valor de presión eventual en todos los puntos de la ruta.

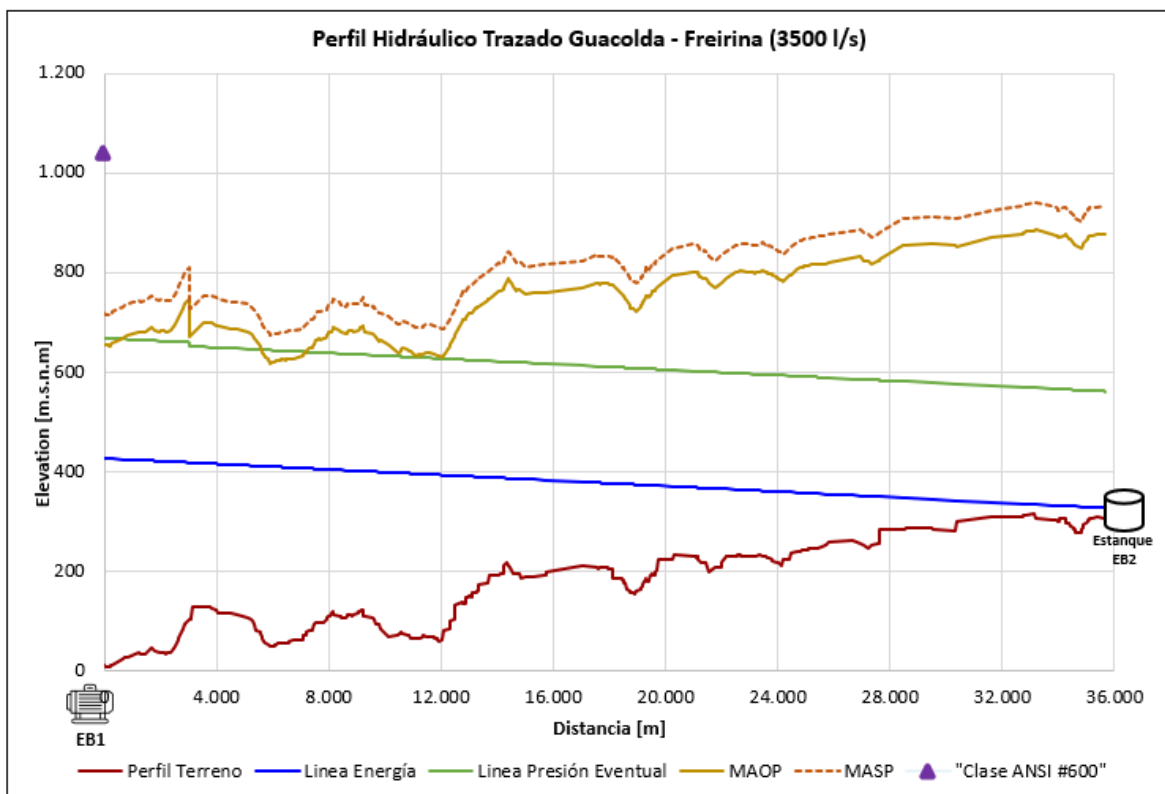


Figura 6-5 Perfil hidráulico tramo Guacolda – Freirina.

⁴⁶ MAOP y MASP

Los principales parámetros hidráulicos del sistema de impulsión se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6-7 Principales parámetros hidráulicos.

Parámetro	Unidad	Valor
Caudal	L/s	3.500
Diámetro nominal (DN)	in	56
Velocidad	m/s	2,28
Presión máxima de funcionamiento (MAOP)	mca	645 ⁴⁷

La distribución de espesores de pared a lo largo del perfil de la tubería se ha definido de acuerdo con la presión de diseño estimada, los que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6-8 Distribución de espesores tramo Guacolda – Freirina.

Desde (km)	Hasta (km)	Espesor (mm)	Largo (km)
0,0	3,0	15,88	3,0
3,0	35,7	14,27	32,7

De acuerdo con los resultados anteriores, en la Tabla 6-9 se indica elevación dinámica total⁴⁸ (TDH)⁴⁹, potencia requerida, potencia instalada y Clase ANSI⁵⁰ de la EB1 proyectada en el sector de Guacolda.

Tabla 6-9 Requisitos de la Estación de Bombeo 1.

Ítem	Unidad	Estación de Bombeo 1
Flujo Total	L/s	3.500
TDH	mca	419
Potencia Instalada Total	kW	24.000
Potencia Total Requerida	kW	20.234
Clase ANSI	-	600

⁴⁷ 63,3 bar aproximadamente.

⁴⁸ Altura total equivalente a la que se debe bombear un fluido (pérdidas por fricción en la tubería).

⁴⁹ Por sus siglas en inglés Total Dynamic Head

⁵⁰ Relacionado con las bridas requeridas.

- Tramo Freirina – Nueva Unión

El tramo de impulsión Freirina – Nueva Unión considera una longitud aproximada de 101 km y contempla una estación de bombeo intermedia denominada Estación de Bombeo 3 (EB3), que impulsa hasta Nueva Unión. En la Figura 6-6 se muestra el perfil del trazado del sistema de impulsión desde la Estación de Bombeo 2-1 (EB2-1), hasta el sector de Relincho.

El análisis hidráulico se realiza para comprobar la operatividad de la tubería considerando el máximo flujo (1.650 L/s). Adicionalmente se ha considerado un sobre espesor por corrosión de 2 mm. En la Figura 6-6 se observa el perfil hidráulico del trazado, se destaca el perfil de terreno, presiones máximas permisibles (de operación y eventuales)⁵¹, las líneas de energía y de presión eventual de la tubería. Se aprecia que la curva de MAOP para el sistema de conducción está sobre el valor de presión en todos los puntos de la ruta. De igual forma, la curva de MASP está sobre el valor de presión eventual en todos los puntos de la ruta.

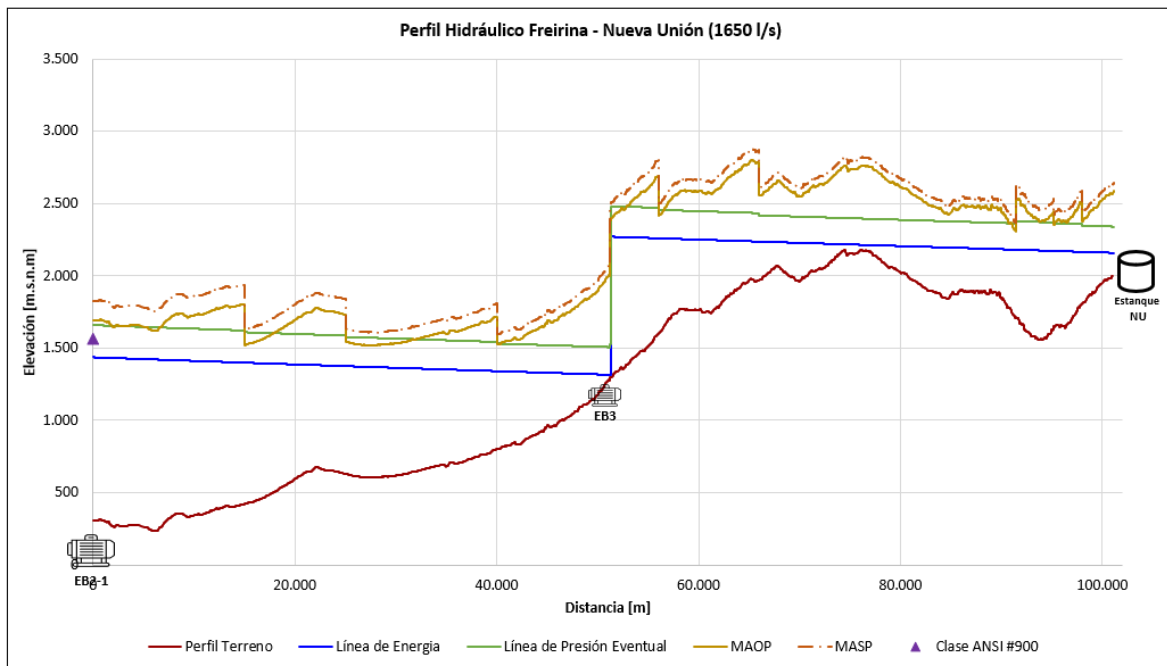


Figura 6-6 Perfil hidráulico tramo Freirina – Nueva Unión.

Los principales parámetros hidráulicos del sistema de impulsión se presentan en la siguiente tabla.

⁵¹ MAOP y MASP

Tabla 6-10 Principales parámetros hidráulicos.

Parámetro	Unidad	Valor
Caudal	L/s	1.650
Diámetro nominal (DN)	in	44
Velocidad	m/s	1,8 – 1,76
Presión máxima de funcionamiento (MAOP)	mca	1.383 ⁵²

Nota: En esta etapa se ha considerado que las máximas presiones se encuentran dentro de la clase ASME #900. En las siguientes etapas de Ingeniería se debe realizar un análisis que permita asegurar esta condición.

La distribución de espesores de pared a lo largo del perfil de la tubería se ha definido de acuerdo con la presión de diseño estimada, los que se presentan en la Tabla 6-11.

Tabla 6-11 Distribución de espesores tramo Freirina – Nueva Unión.

Desde (km)	Hasta (km)	Espesor (mm)	Largo (km)	Tramo
0,0	15,0	25,4	15,0	EB2-1 / EB3
15,0	40,0	17,48	25,0	
40,0	51,2	14,27	11,2	
51,2	51,3	20,62	0,1	
51,3	56,0	20,62	4,7	EB3 / Nueva Unión
56,0	66,0	15,88	10,0	
66,0	91,5	11,91	25,5	
91,5	95,2	15,89	3,8	
95,2	98,0	14,27	2,8	
98,0	101,2	11,91	3,2	

De acuerdo con los resultados anteriores, en la Tabla 6-12 se indica TDH, potencia requerida, potencia instalada y la Clase ANSI de las EB2-1 y EB3 proyectadas en el sector de Freirina y Nueva Unión, respectivamente.

Tabla 6-12 Requisitos de la Estaciones de Bombeo 2-1 y 3.

Ítem	Unidad	Estación de Bombas 2-1	Estación de Bombas 3
Flujo Total	L/s	1.650	1.650
TDH	m	1.163	952
Potencia Instalada Total	kW	30.000	27.500
Potencia Total Requerida	kW	26.971	22.151
Clase ANSI	-	900	900

⁵² 135,6 bar aproximadamente.

- Tramo Freirina – Embalse Santa Juana

El tramo de impulsión Freirina – Embalse Santa Juana contempla una longitud aproximada de 68 km, en la Figura 6-7 se muestra el perfil del trazado del sistema de impulsión desde la Estación de Bombeo 2-2 (EB2-2) ubicada en Freirina, hasta el embalse Santa Juana.

El análisis hidráulico se realiza para comprobar la operatividad de la tubería considerando el máximo flujo (1.850 L/s). En la Figura 6-7 se observa el perfil hidráulico del trazado, se destaca el perfil de terreno, presiones máximas permisibles (de operación y eventuales)⁵³, las líneas de energía y de presión eventual de la tubería. Se aprecia que la curva de MAOP para el sistema de conducción está sobre el valor de presión en todos los puntos de la ruta. De igual forma, la curva de MASP está sobre el valor de presión eventual en todos los puntos de la ruta.

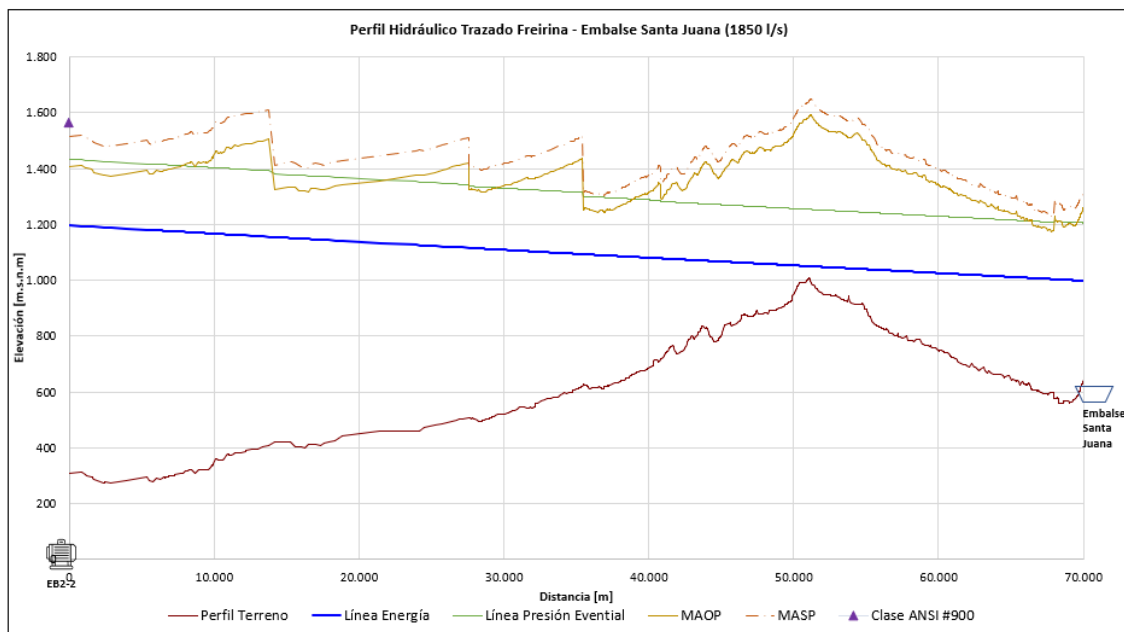


Figura 6-7 Perfil hidráulico tramo Freirina – Embalse Santa Juana.

Se debe considerar, en etapas posteriores del estudio, una estación sostenedora de presión (PRV⁵⁴) que permita reducir la presión a la entrada del embalse Santa Juana.

Los principales parámetros hidráulicos del sistema de impulsión se presentan en la siguiente tabla.

⁵³ MAOP y MASP

⁵⁴ Por sus siglas en inglés, Pressure Relief Valve (PRV)

Tabla 6-13 Principales parámetros hidráulicos.

Parámetro	Unidad	Tramo Freirina - Vallenar	Tramo Vallenar – Santa Juana
		Valor	Valor
Caudal	L/s	1.850	1.654
Diámetro nominal (DN)	in	44	44
Velocidad	m/s	1,97	1,76
Presión máxima de funcionamiento (MAOP)	mca	1.101 ⁵⁵	1.101

La distribución de espesores de pared a lo largo del perfil de la tubería está de acuerdo con la presión de diseño estimada. La Tabla 6-14 presenta los espesores de pared seleccionados como resultado de un análisis de optimización.

Tabla 6-14 Distribución de espesores tramo Freirina-Santa Juana.

Desde (km)	Hasta (km)	Espesor (mm)	Largo (km)
0,0	12,2	20,62	12,2
12,2	27,6	17,48	15,5
27,6	35,5	15,88	7,9
35,5	40,8	12,70	5,3
40,8	68,5	11,91	27,8
68,5	70,7	12,71	2,2

De acuerdo con los resultados anteriores, en la Tabla 6-15 se indica TDH, potencia requerida, potencia instalada y la Clase ANSI de la EB2-2 proyectada en el sector de Freirina.

Tabla 6-15 Requisitos de la Estación de Bombeo 2-2.

Ítem	Unidad	Estación de Bombas 2-2
Flujo Total	L/s	1.850
TDH	m	876
Potencia Instalada Total	kW	27.500
Potencia Total Requerida	kW	23.365
Clase ANSI	-	900

⁵⁵ 108 bar aproximadamente.

6.1.2 Costos de inversión y operación proyecto agua

6.1.2.1 Supuestos y consideraciones CAPEX/OPEX

La estimación de costos de inversión de la infraestructura contemplada en el caso de estudio se desarrolló de acuerdo con los criterios de la AACE (*Association for the Advancement of Cost Engineering*) Ref [38]. El costo calculado corresponde a una estimación Clase 5, según la clasificación presentada siguiente tabla:

Tabla 6-16 Clasificación del CAPEX de un proyecto para industrias de procesos.

Clase de estimación	Nivel de definición de entregables	Objetivo	Metodología	Rango de estimación esperada
Clase 5	0% - 2%	Selección de alternativas (conceptual/ prefactibilidad)	Capacidades factorizadas, modelos paramétricos, juicio experto, analogía	-50% a +100%
Clase 4	1% - 15%	Estudio o factibilidad	Factorización de equipos o modelos paramétricos	-15% a +50%
Clase 3	10% - 40%	Autorización de presupuesto o control	Costos unitarios semi detallados	-10% a +30%
Clase 2	30% - 75%	Control o licitación	Costos unitarios detallados	-5% a +20%
Clase 1	65% - 100%	Revisión de estimación o licitación	Costos unitarios detallados con cubicaciones detalladas	-3% a +15%

Fuente: Ref. [38]

Los valores de tasas de cambio para dólar y UF utilizadas en la estimación económica son las que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6-17 Valores de tasas de cambio para dólar y UF utilizadas.

Moneda	Valor
UF	35.294,32
Dólar	791,80

Fuente: SII (02/02/2023)⁵⁶.

⁵⁶ https://www.sii.cl/valores_y_fechas/dolar/dolar2023.htm
https://www.sii.cl/valores_y_fechas/uf/uf2023.htm

La valorización del suministro hídrico considera los siguientes aspectos:

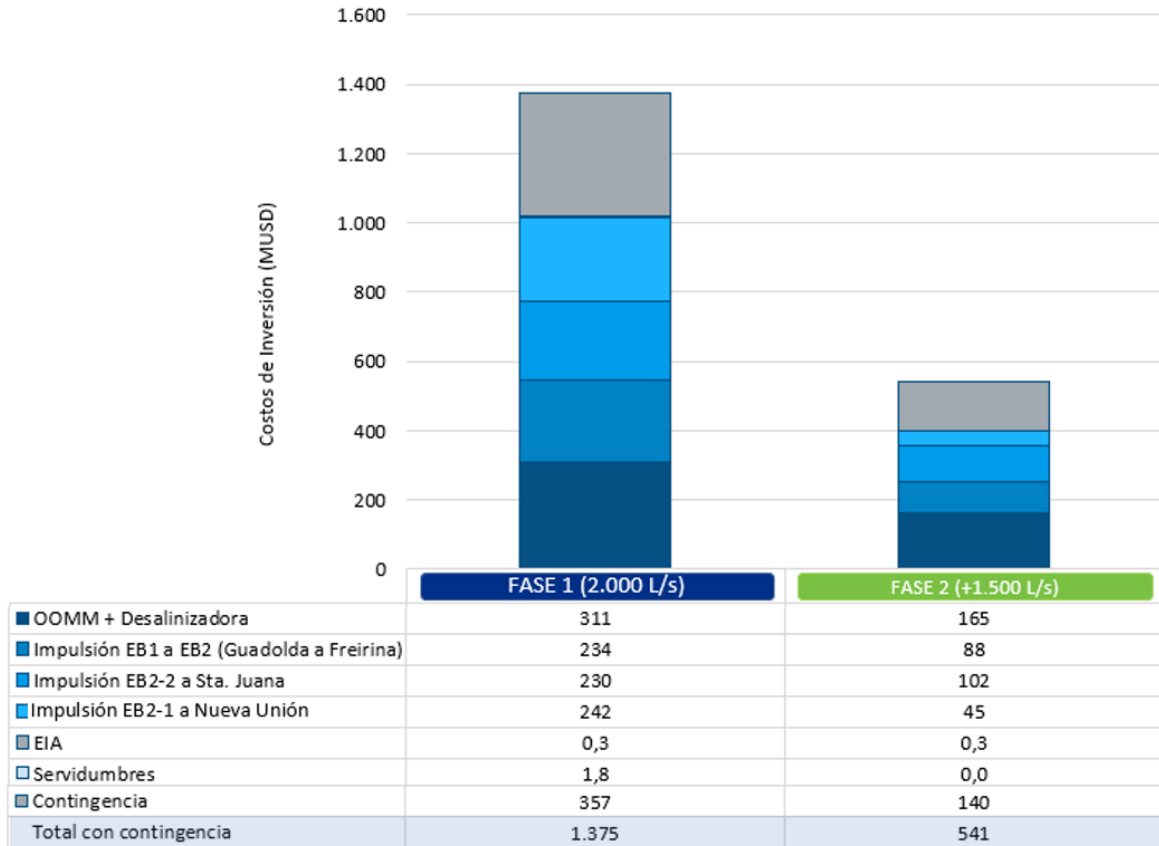
- **Precisión:** El rango de precisión de la estimación de costos se encuentra entre: -50% a +100%.
- **Metodología:** La metodología de estimación se realizó en base a cubicaciones preliminares, factorización, analogía y juicio experto del equipo consultor en las principales componentes de las alternativas.
- **Cantidades:**
 1. Se consideraron las cantidades de las principales componentes del estudio, las cuales fueron dimensionadas en base a diseños conceptuales. Se estimaron largos de las conducciones en base a trazados preliminares;
 2. Para la estimación de costo unitario del caso de estudio, se consideraron las cantidades de las principales componentes del proyecto en base a los diseños conceptuales y trazado preliminares.
- **Precios:**
 3. Precios unitarios se obtuvieron a partir de escalamiento y parametrizaciones basadas en la base de datos del consultor y experiencia en proyectos similares;
 4. Para el caso de métodos constructivos, tuberías, movimiento de tierra masivo, entre otros, se obtuvieron precios de base de datos del consultor y experiencia en proyectos similares.
- Los costos directos se presentan a nivel de obra y consideraron como máxima apertura las siguientes partidas: obras marinas, planta desalinizadora y conducciones internas, e impulsión; y obras de generación y transmisión de energía (obras energías renovables).
- Los costos indirectos han sido estimados como un porcentaje del costo directo:
 5. Se consideraron gastos generales, utilidades e instalación de faenas como un 45% del costo directo;
 6. Se consideran costos de ITO e ingeniería interna como un 3% y 9% del costo directo respectivamente, más los gastos generales y utilidades.
- Los gastos en permisos y tramitaciones ambientales se definieron según experiencia del consultor en proyectos similares, se consideró un valor de 6.500 UF.
- Se consideran costos asociados a compras de terreno y servidumbre de terceros de acuerdo con precios referenciales para el área de estudio.

- Contingencia: se considera una contingencia de 35% sobre los costos de inversión, de acuerdo con la definición de la clase presentada en la Tabla 6-16. La contingencia permite cubrir las posibles emergencias que puedan ocurrir y se asocia a las actividades de construcción de un proyecto.
- Costos de operación:
 7. El costo de la compra y venta de energía para alimentar las obras asociadas al suministro hídrico se ha estimado en base al precio PMM ⁵⁷publicado el 04 de enero de 2023 por la CNE (Ref. [94]). Se ha adoptado un costo de la energía durante el día 80 USD/MWh y en la noche de 150 USD/MWh;
 8. El costo de peaje de energía en el sistema de transmisión para el presente análisis se ha supuesto de 10 USD/MWh. Este costo considera el cargo por servicio público (Fijación Noviembre de 2022), cargo por transmisión zonal (Fijación Enero 2023) y cargo por transmisión nacional (Fijación Enero 2023) (Ref. [35] y [36]).
 9. Los costos de personal, productos químicos y mantenimiento son calculados en base a la experiencia del consultor en otros proyectos.
- Costos de terrenos:
 10. El costo de arriendo de terreno se estima en 75 UF/ha/año, en base a información entregada por el Ministerio de Energía;
 11. El costo de servidumbres se estima en 200 UF/ha, valor a pagar una vez, en base a información entregada por el Ministerio de Energía.

⁵⁷ Precio Medio de Mercado.

6.1.2.2 Costos de Inversión (CAPEX)

El suministro hídrico tiene un costo de inversión total, considerando contingencias, de 1.916 millones de dólares, el detalle por fase y obra se presenta a continuación:



Nota: Contingencias de 35%, de acuerdo a lo expuesto en Tabla 6-16

Figura 6-8 Costos de inversión (en MUSD) suministro hídrico

En relación con los costos de inversión, se destaca que se ha definido que la construcción de las obras marinas se realiza en dos etapas. Mientras que la inversión para la desalinizadora se realiza en un 65% durante la Fase 1 del proyecto, donde se instalan 8 bastidores de osmosis inversa, y luego en la Fase 2 se contempla la ampliación de capacidad de esta, agregando 6 bastidores.

En este mismo sentido, se observa que el 66% del costo total es debido al ítem de impulsiones, el cual se incurre en un 75% durante la Fase 1 (construcción, instalación tuberías, válvulas, entre otros), mientras que durante Fase 2 se considera la ampliación de la capacidad de impulsión (bombas).

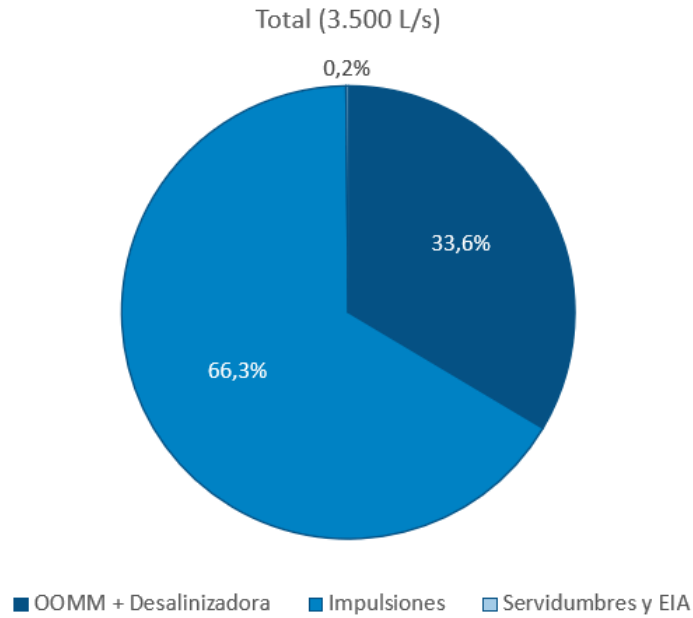


Figura 6-9 Distribución de los costos de inversión

Finalmente, es importante señalar que se debe considerar, en etapas posteriores del proyecto, un análisis de capacidad en el embalse Santa Juana, con el objetivo de identificar si esta obra de regulación cuenta con la capacidad suficiente para acumular los caudales analizados en esta sección. En este mismo sentido, se debe analizar la posibilidad de realizar un mejoramiento o recuperación de capacidad, según se estime necesario, así como la factibilidad de mezclar el agua producto de la planta desalinizadora con el agua contenida en el embalse.

6.1.2.3 Costos de Operación (OPEX)

La operación y mantenimiento de la planta desalinizadora (3.500 L/s) tiene un costo de operación total de 76,8 millones de dólares al año, el detalle por fase e ítem se presenta a continuación. El costo presentado considera el costo de la compra de energía desde el SEN de todas las obras asociadas al suministro hídrico; esto considerando un caso base en donde toda la energía necesaria se obtiene desde el SEN mediante PPAs de energía renovable.

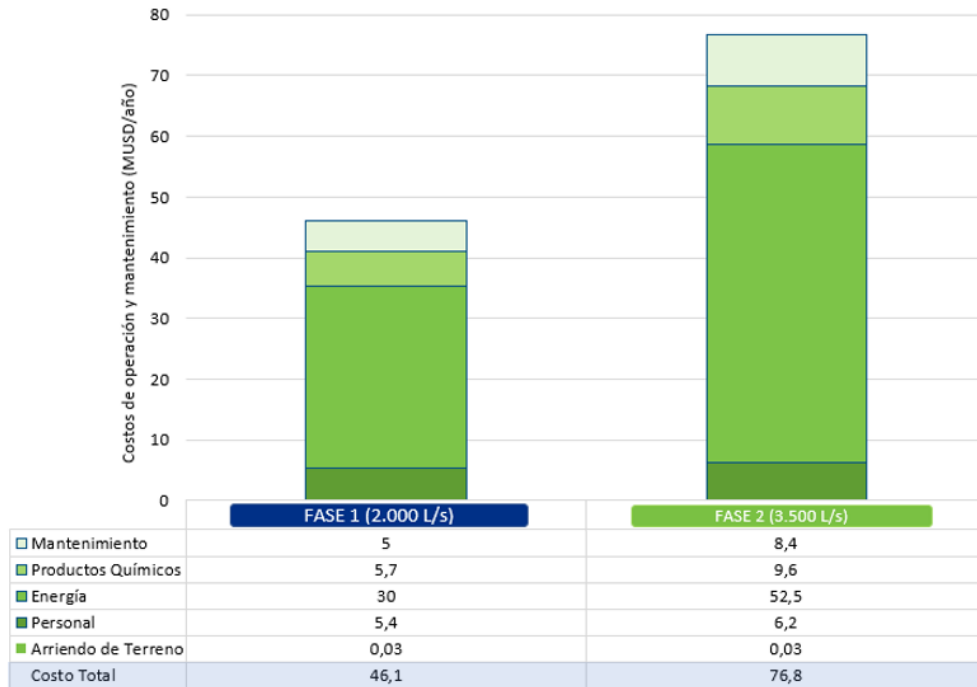


Figura 6-10 Costos de operación y mantenimiento (en MUSD/año) planta desalinizadora

La operación y mantenimiento de las impulsiones tiene un costo de operación total (3.500 L/s) de 121,3 millones de dólares al año, el detalle por fase e ítem se presenta a continuación. El costo presentado considera el costo de la compra de energía desde el SEN de todas las obras asociadas al suministro hídrico.

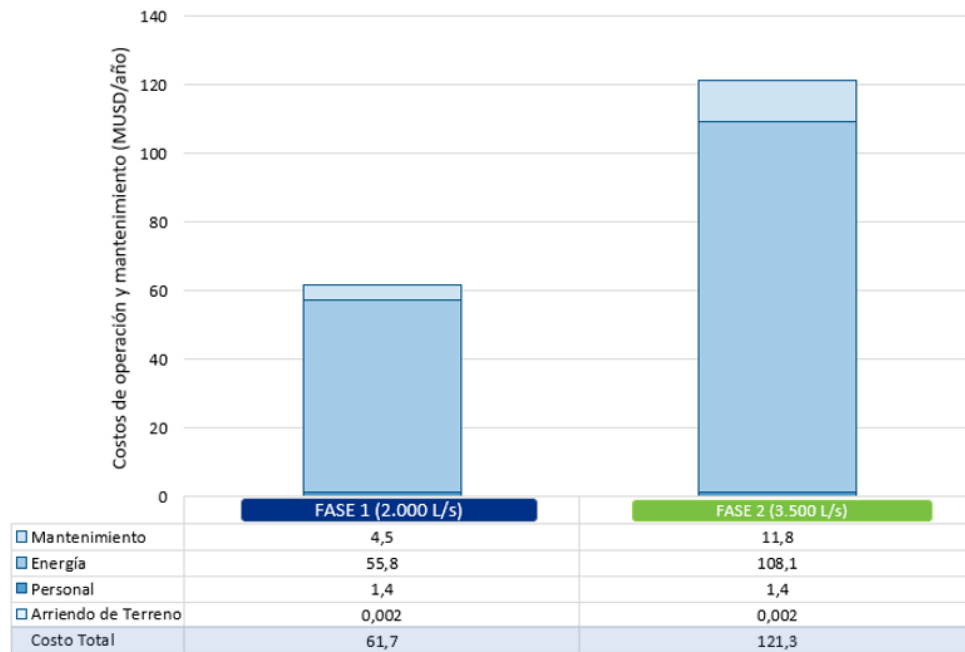


Figura 6-11 Costos de operación y mantenimiento (en MUSD/año) impulsiones

Se observa que el 61% del costo total de operación y mantenimiento es debido al ítem de impulsiones. Además, se destaca que el costo de la compra de energía es el que tiene mayor efecto en el costo total de operación de la planta desalinizadora y de las impulsiones.

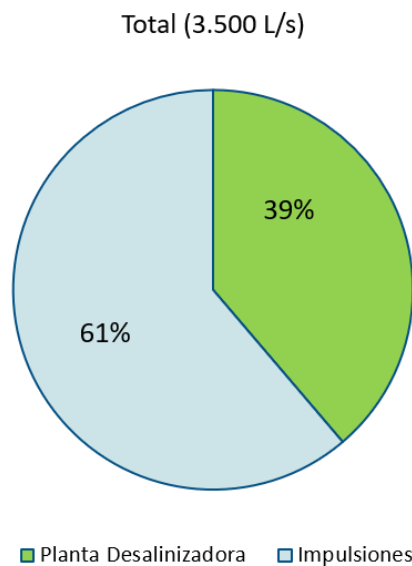


Figura 6-12 Distribución de costos de operación y mantenimiento

6.2 Suministro Energético

La presente sección aborda el suministro de energía eléctrica requerida por los equipos de las distintas instalaciones del proyecto de suministro hídrico, donde se presentan y valorizan las diferentes estrategias de suministro eléctrico que se describen más adelante.

Se estima la potencia eléctrica base de dichas estrategias de acuerdo con los requerimientos de consumo de los equipos principales de cada elemento a energizar (planta desalinizadora y estaciones de bombeo) y al uso eficiente de la energía; esto último, se logrará principalmente por:

- Equipamiento de alta eficiencia.
- Variadores de frecuencia, para controlar el *peak* de corriente debido al arranque de motores y mantenerlo a intensidad nominal.

A continuación, en la Tabla 6-18, se presenta un cuadro resumen de todos los requerimientos energéticos de los componentes principales del proyecto, considerando la totalidad del flujo de diseño correspondiente en cada instalación.

Tabla 6-18 Resumen estimación de consumo energético.

Instalación	Flujo m ³ /s	Potencia Instalada kW	Consumo unitario de energía kWh/m ³	Consumo de energía anual MWh/año
EB Captación	8,14	1.200	0,02	6.106
Desalinizadora	3,50	49.000	3,5	388.524
EB1	3,50	24.000	1,61	177.254
EB2-2	1,85	27.500	3,30	204.680
EB2-1	1,65	30.000	4,35	236.269
EB3	1,65	27.500	3,78	194.046

6.2.1 Alternativas de estrategias de suministro eléctrico

En este tipo de modelos, además de solucionar en parte el problema de la escasez hídrica de una zona, es necesario considerar un uso sustentable de los recursos en vías del proceso de descarbonización del país. El cambio a nivel de matriz energética es fundamental para contribuir con las acciones comprometidas por el país relacionadas con el cambio climático y desarrollo sustentable. Debido a lo anterior, el origen del recurso energético y su relación con el medio ambiente cumple un rol clave.

Para el presente estudio se han contemplado diferentes estrategias de suministro eléctrico según la fuente y tecnología de generación (y posible almacenamiento) adoptada, representadas en la Figura 6-13 y que se resumen a continuación:

- Estrategia 1: Suministro de electricidad desde el SEN⁵⁸;
- Estrategia 2: Generación de energía fotovoltaica y suministro desde el SEN;
- Estrategia 3: Generación de energía fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN;
- Estrategia 4: Generación de energía de concentración solar de potencia y suministro desde el SEN.

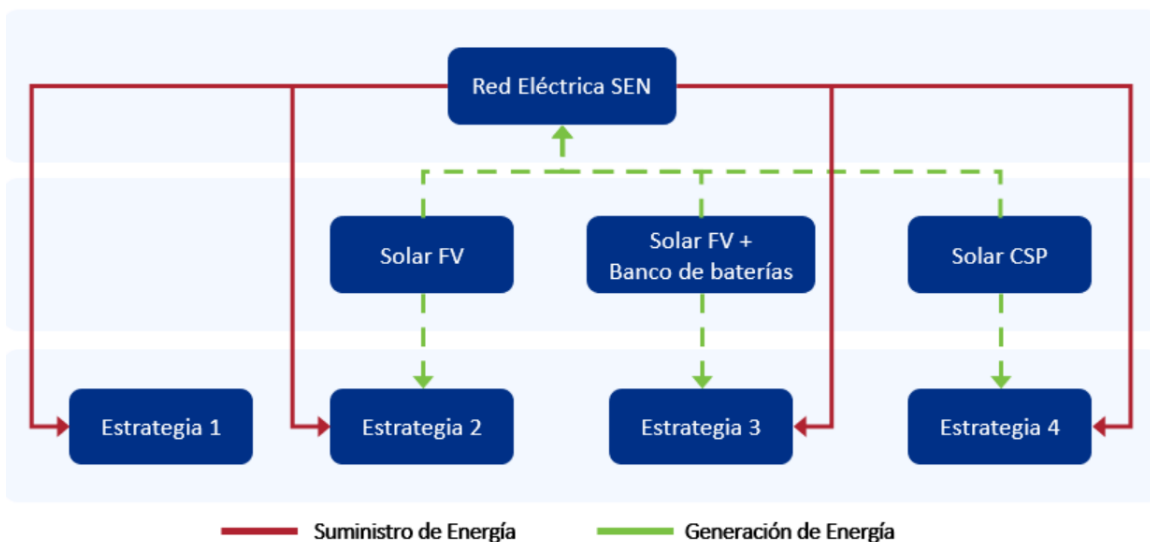


Figura 6-13 Fuente de suministro de energía eléctrica y recurso explotado

Es importante destacar que la fuente de origen de la energía eléctrica condiciona ciertos parámetros, tales como: la superficie requerida y el potencial de generación. Por ello, se debe realizar una evaluación del medio en donde se podrían emplazar los proyectos de generación, considerando el potencial y la biodiversidad de la zona. Para esto se deben tener en consideración las normativas [57], [58] y [59].

⁵⁸ Para que esta estrategia sea compatible con la producción de hidrógeno verde, el suministro eléctrico en Guacolda debería estar respaldado con un contrato de compra de energía o *Power Purchase Agreement* (PPA) que sea 100% de fuentes renovables. En el caso de querer ampliar el mercado a nivel internacional, se requerirá cumplir con ciertos criterios de certificación en la cual influye el tipo y antigüedad de la central de energía renovable, entre otros factores.

6.2.2 Descripción de obras del proyecto energético

A continuación, se describen las consideraciones y características de las obras contempladas en el proyecto de energía, para las diferentes estrategias de suministro eléctrico mencionadas.

Criterios de diseño

- Fuentes Energéticas:

Las principales fuentes energéticas en la zona de estudio corresponden a solar y eólica (Ref. [95]). Sin embargo, el potencial eólico se encuentra limitado a la zona costera, tal como se describió en la Sección 5.2.2, es por ello que las estrategias analizadas consideran solo generación solar.

- Requisitos de superficies:

1. Planta Fotovoltaica: se considera un área estimada de 2,0 hectáreas por MW instalados. Esta estimación fue obtenida utilizando como referencia los valores promedio de la información disponible de proyectos ingresados recientemente en el SEIA, específicamente las referencias [24] y [25], para sistemas fotovoltaicos emplazados en la zona de intervención de la planta desalinizadora y que no incluyen sistema de almacenamiento.
2. Almacenamiento con baterías: se considera un área estimada de 0,00075 hectáreas por MWh instalados. Esta estimación fue obtenida utilizando como referencia la información disponible en el sitio web del Departamento de Energía de U.S. (Ref. [68]).
3. Planta concentración solar de potencia: se considera un área estimada de 5,3 hectáreas por MW instalados. Esta estimación fue obtenida utilizando como referencia la información disponible de proyectos ingresados recientemente en el SEIA, específicamente la referencia [27].

6.2.2.1 Estrategia 1: Suministro de electricidad desde el SEN

La presente estrategia de suministro considera que la energía requerida por la planta desalinizadora y sus estaciones de bombeo será entregada íntegramente por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), conectando a este la potencia total requerida por los diferentes equipos.

En primer lugar, se identifican las líneas de transmisión (LTE) y subestaciones existentes en la zona (Ref. [95]). En la Figura 6-14, se observa que la estación de bombas EB3 (Nueva Unión) se encuentra cercana a la LTE "Maitencillo/Caserones", la estación de bombas EB2 (EB2-1 y EB2-2) se encuentra cercana a las subestaciones "Maitencillo" y "Caserones". Mientras que el punto de consumo ubicado en Guacolda (planta desalinizadora y la estación de bombas EB1) se encuentra cercano a la LTE "Guacolda/Maitencillo".

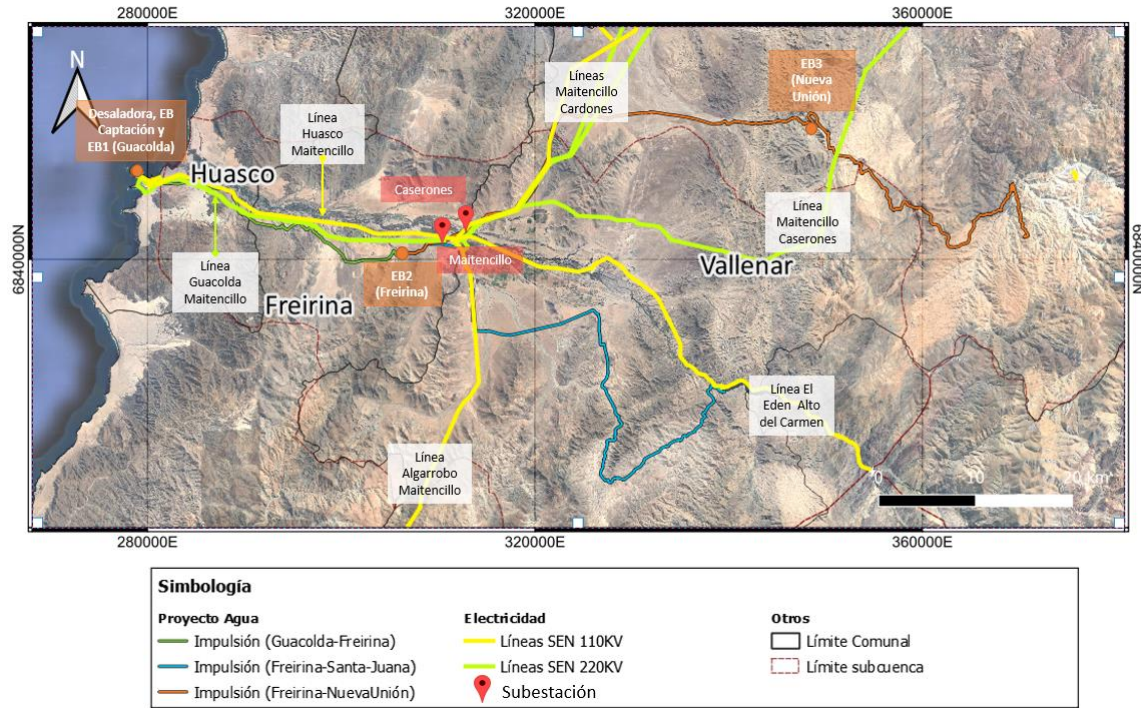


Figura 6-14 Ubicación de las líneas de transmisión y subestaciones SEN en la zona de estudio

Para la estrategia de suministro eléctrico desde el SEN se ha tomado como supuesto la construcción de líneas dedicadas que permitan la conexión de cada punto de consumo a las líneas de transmisión (LTE) y subestaciones cercanas identificadas. Esta estrategia se presenta esquemáticamente en la Figura 6-15.

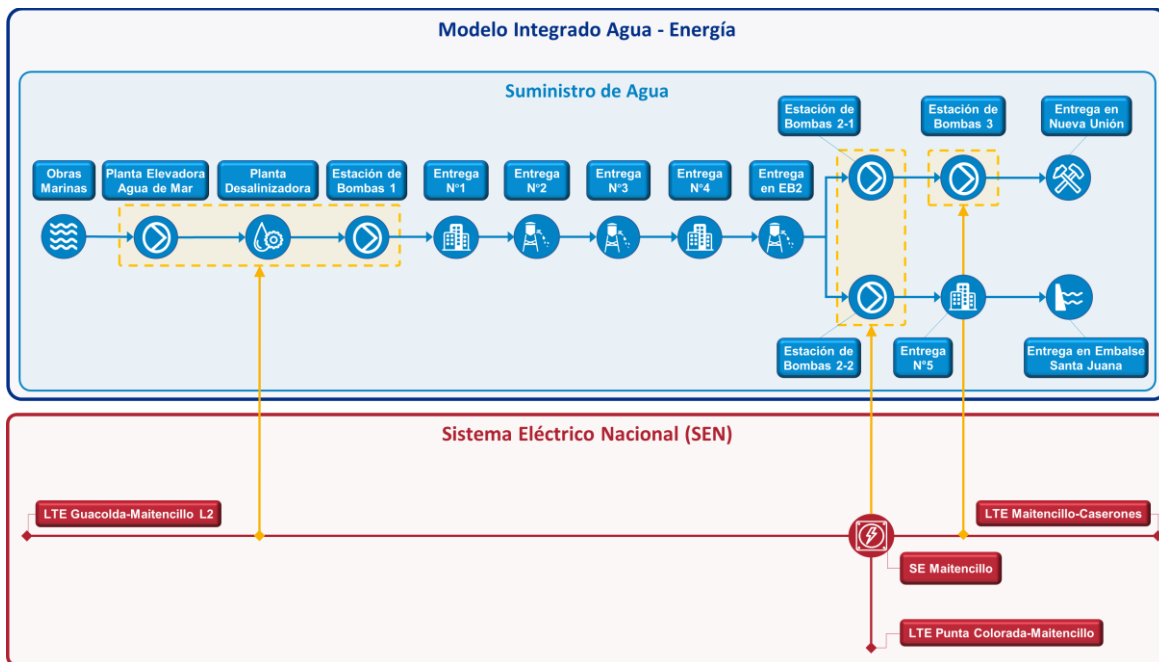


Figura 6-15 Esquema Estratégico 1: Suministro de energía desde el SEN

La conexión desde los puntos de consumo (recinto planta desalinizadora en Guacolda, recinto EB2 en Freirina y recinto EB3 camino a proyecto Nueva Unión) con el SEN se considera por medio de líneas de transmisión dedicadas, con las características presentadas en la Tabla 6-19 y cuyo trazado se presenta en la Figura 6-16 y Figura 6-17.

Tabla 6-19 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN

Punto de Consumo	Punto de conexión con el SEN	Longitud LTE dedicadas (km)
Guacolda (Planta desalinizadora y EB1)	LTE Guacolda/Maitencillo	1
Freirina (EB2-1 y EB2-2)	SE Maitencillo o SE Caserones	5,5
Nueva Unión (EB3)	LTE Maitencillo/Caserones	3,65

La construcción de estas líneas se contempla durante la Fase 1 del proyecto, a fin de no tener que incurrir en obras adicionales por concepto de suministro de energía durante la Fase 2 del proyecto.

En las siguientes figuras se presenta una vista general de la disposición de las obras consideradas en esta estrategia, y el detalle del trazado de las líneas de transmisión dedicadas a construir, así como los puntos de conexión para cada punto de consumo.

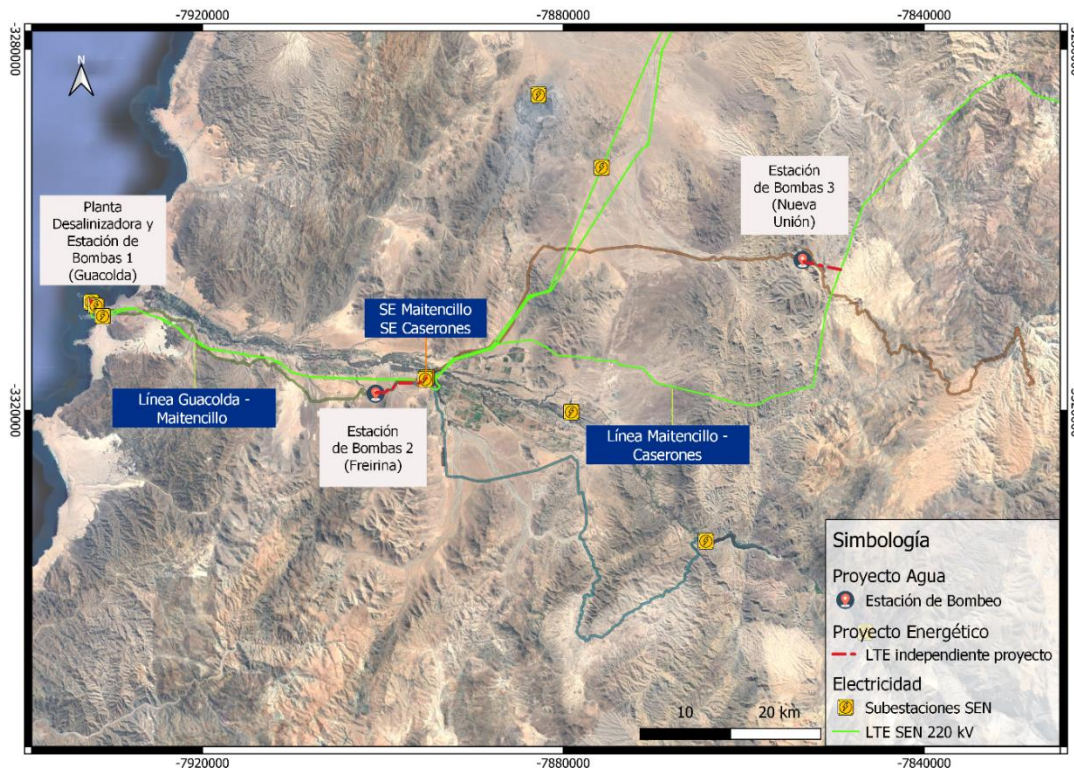


Figura 6-16 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 1: Suministro desde el SEN

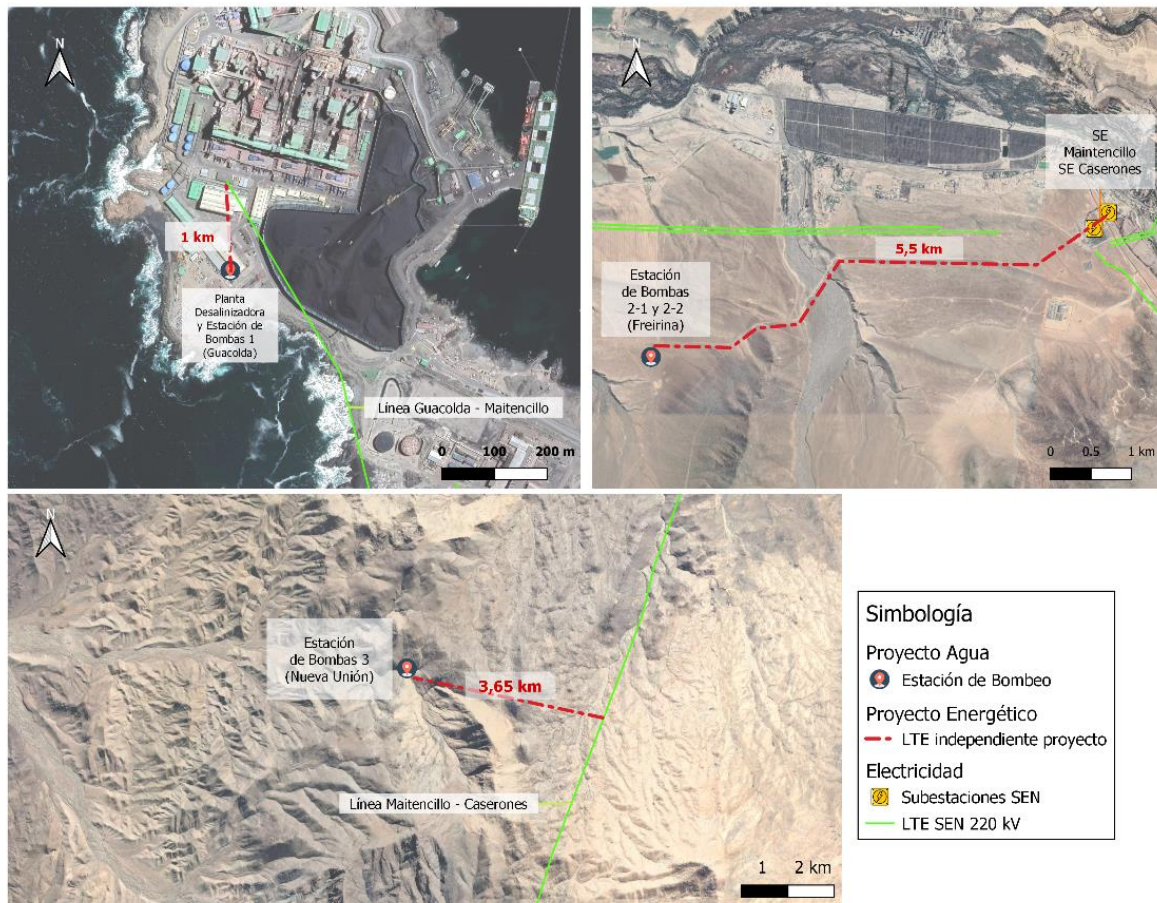


Figura 6-17 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 1: Suministro desde el SEN.

Es importante mencionar que se debe contar con la capacidad de suministro de energía en cada punto de conexión, por lo que se debe gestionar dicha información con los encargados del sistema eléctrico al momento de la ejecución del proyecto, a fin de asegurar la viabilidad energética del proyecto en las zonas de emplazamiento o diseñar un nuevo plan de suministro.

Finalmente, en la Figura 6-18 se presenta un resumen de la estrategia de suministro eléctrico por punto de consumo propuesta, donde se muestra el consumo y suministro eléctrico de cada instalación en las dos fases de proyecto.

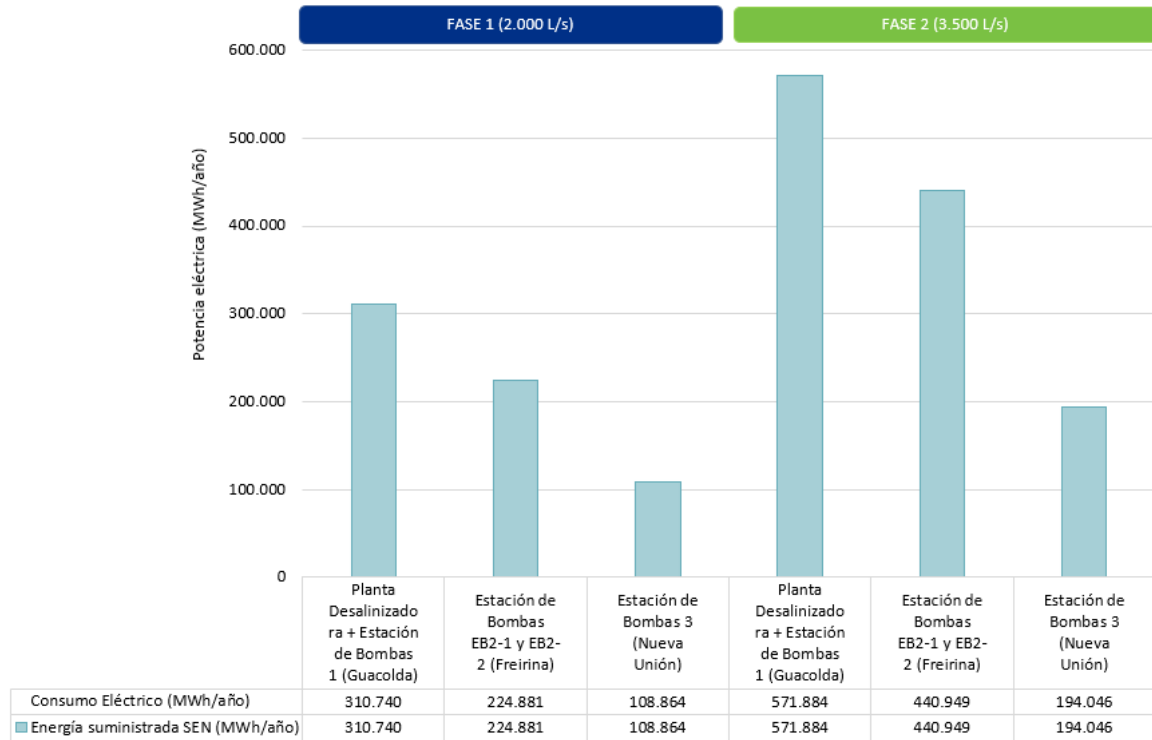


Figura 6-18 Resumen suministro eléctrico por punto de consumo

6.2.2.2 Estrategia 2: Generación energía fotovoltaica y suministro desde el SEN

La presente estrategia de suministro considera conceptualmente una alimentación mixta, a partir del SEN en horas donde no se encuentra disponible el recurso solar, y de la generación eléctrica desde un parque fotovoltaico que suministrese la totalidad de la energía necesaria para las instalaciones del proyecto de agua durante las horas de sol, es decir, la energía requerida por la planta elevadora de agua de mar, la planta desalinizadora y las estaciones de bombeo del sistema de impulsión. Dado que la cantidad de energía producida por el parque fotovoltaico varía dependiendo de la hora del día, para este caso de estudio se tomó como supuesto sobredimensionar la instalación fotovoltaica de manera que sea capaz de suministrar la totalidad de la energía requerida por el proyecto de agua en cualquier horario en donde se encuentre disponible el recurso solar. Es importante resaltar que existen otras alternativas y configuraciones para dimensionar el parque solar fotovoltaico, diferentes al supuesto considerado en esta estrategia de suministro, por lo cual en fases posteriores del proyecto sería necesario realizar una optimización del sistema de suministro de energía para definir el tamaño ideal del parque fotovoltaico.

En primer lugar, para el diseño conceptual se analizaron las áreas con potencial fotovoltaico en la zona de estudio, información pública disponible en el Ministerio de Energía (Ref. [11]). En la Figura 6-19, se observa que tanto la estación de bombas EB2 (EB2-1 y EB2-2) como la estación de bombas EB3, se emplazan cercanas a zonas con potencial fotovoltaico. Mientras que la planta desalinizadora y la estación de bombas EB1, ubicadas en la zona costera, se emplazan en zonas con limitado o casi nulo potencial fotovoltaico, por lo que estas instalaciones siempre serán alimentadas desde el SEN. No obstante, en este caso de estudio la capacidad del parque fotovoltaico se estimó considerando la energía requerida por todas las instalaciones del proyecto agua, lo cual podría variar en etapas posteriores de desarrollo luego de que se realice la correspondiente optimización del sistema de suministro eléctrico.

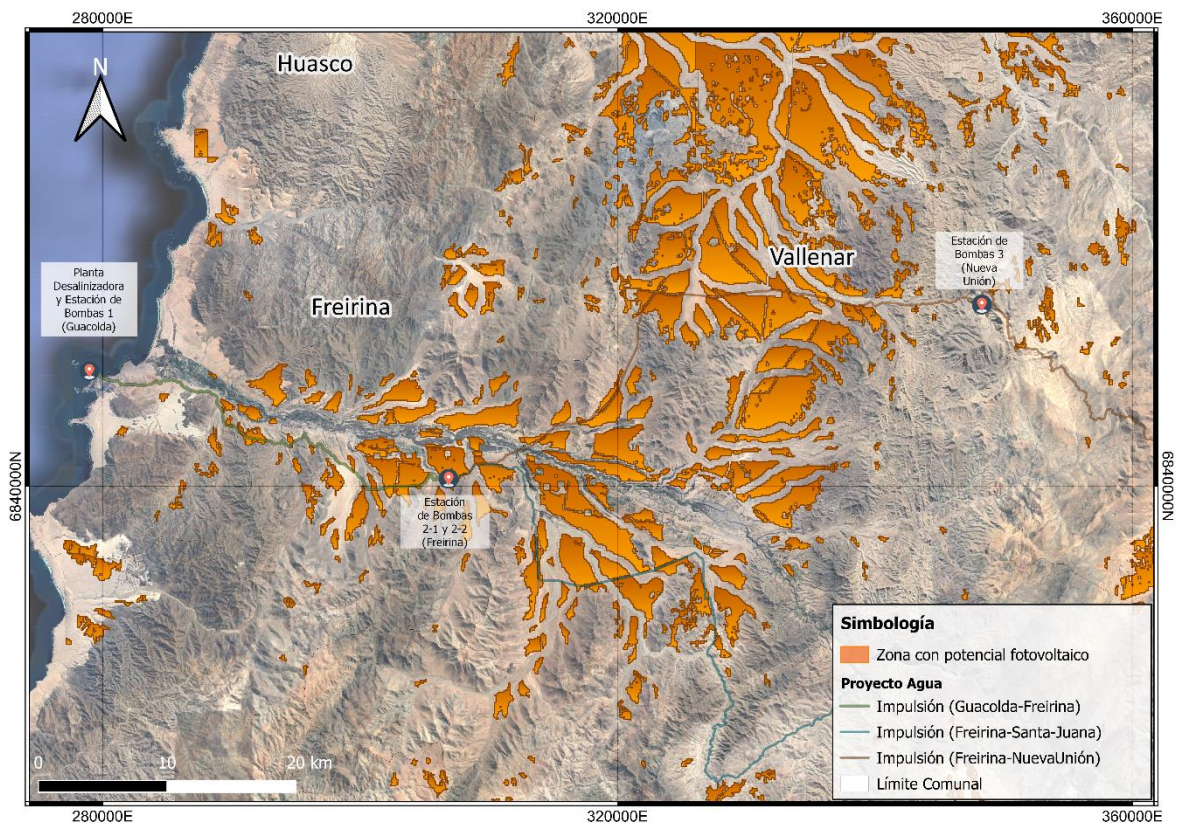


Figura 6-19 Zonas con potencial para la instalación de centrales fotovoltaicas en la zona de estudio

En consecuencia, se asumió que la planta solar fotovoltaica se ubique en las comunas de Freirina o Vallenar, y se construyan líneas dedicadas que permitan la conexión de la planta fotovoltaica con una línea de transmisión/subestación cercana para inyectar la energía generada, así como suministrar energía desde el SEN a las instalaciones del proyecto agua durante las horas en que el parque fotovoltaico no pueda generar energía o bien sea insuficiente para cubrir toda su demanda.

Para la definición del lugar de emplazamiento y la capacidad de la instalación fotovoltaica se consideraron los siguientes criterios:

- Condiciones del terreno y superficie disponible: mediante el uso de información cartográfica de pública disposición, se analiza la pendiente del terreno, la presencia de edificaciones u otras construcciones, y las superficies disponibles en hectáreas (ha). Los sistemas fotovoltaicos requieren de extensas superficies para su montaje, por lo que en base a la capacidad instalada de la planta fotovoltaica se determina la superficie requerida, y en base a esta, se selecciona una ubicación para la planta fotovoltaica.
- Condiciones de radiación solar del sitio de emplazamiento: se analizó el ciclo anual de potencial de generación de energía solar fotovoltaica, considerando el mes más desfavorable, es decir, con menor radiación, utilizando la herramienta de simulación del explorador solar⁵⁹. En la Figura 6-20 se presenta, a modo de ejemplo, un esquema de los ciclos diarios de generación para los meses de junio (invierno) y enero (verano). Se observan las franjas horarias en las que se debería comprar el suministro energético al SEN, y en las cuales la generación excede la demanda, por lo que se vende la energía.

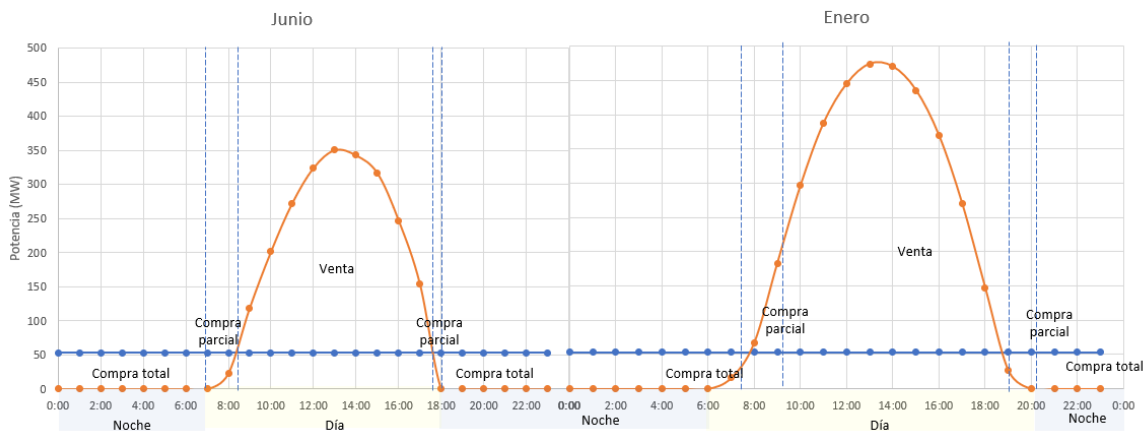


Figura 6-20 Ciclos de generación diarios considerando instalación de 660 MW durante los meses de junio (invierno) y enero (verano)

- Capacidad instalada: la capacidad de la planta fotovoltaica considera la demanda energética diaria de todas las instalaciones durante las horas con disponibilidad del recurso solar, en el mes de menor generación (junio). El excedente de energía generado es inyectado a través del SEN, lo cual permite generar ingresos adicionales en el proyecto mediante la venta de los excedentes de energía producida por la planta fotovoltaica.

⁵⁹ <https://solar.minenergia.cl/exploracion>

A partir de lo anterior, para esta estrategia se ha considerado una planta fotovoltaica dedicada a producir el total de la demanda del proyecto de suministro hídrico, emplazada en la comuna de Vallenar, cuya construcción y equipamiento se proyecta en dos fases. Durante la fase 1 se ha contemplado la instalación de paneles solares para la generación de 660 MW, y durante la fase 2 se considera su expansión, aumentando la capacidad en 440 MW, logrando así una capacidad instalada total de 1.100 MW. Con esta configuración es posible producir la totalidad de la energía requerida por todas las instalaciones para el suministro hídrico durante las horas de sol, y al mismo tiempo, generar ingresos adicionales en el proyecto mediante la venta de los excedentes de energía producida por la planta fotovoltaica. La Tabla 6-20 presenta las principales características de la planta fotovoltaica propuesta.

Tabla 6-20 Características de la planta fotovoltaica. Estrategia 2

Fase	Área (ha)	Capacidad Instalada MW)	Total (MWh/día)
1 (2.000 L/s)	1.303	660	3.131
2 (+1.500 L/s)	869	440	2.088
Total	2.172	1.100	5.219

Es importante resaltar que existen otras alternativas y configuraciones para dimensionar el parque solar fotovoltaico, diferentes al supuesto considerado en esta estrategia de suministro, por lo cual en fases posteriores del proyecto sería necesario realizar una optimización del sistema de suministro de energía para definir el tamaño ideal del parque fotovoltaico, así como un análisis detallado de las diferentes modalidades de contratos de compraventa para los excedentes de energía, y los posibles off takers de energía renovable en la zona de estudio.

En la Figura 6-21 se presenta un esquema de esta estrategia de suministro eléctrico. Se destaca que las instalaciones emplazadas en la costa, es decir, el sistema de captación, planta desalinizadora y la estación elevadora EB1 (punto de consumo en Guacolda), sólo se alimentan desde el SEN en este caso de estudio. Mientras que las estaciones elevadoras EB2 y EB3 pueden ser alimentadas indistintamente desde la planta fotovoltaica o desde el SEN, dependiendo de la disponibilidad del recurso solar.

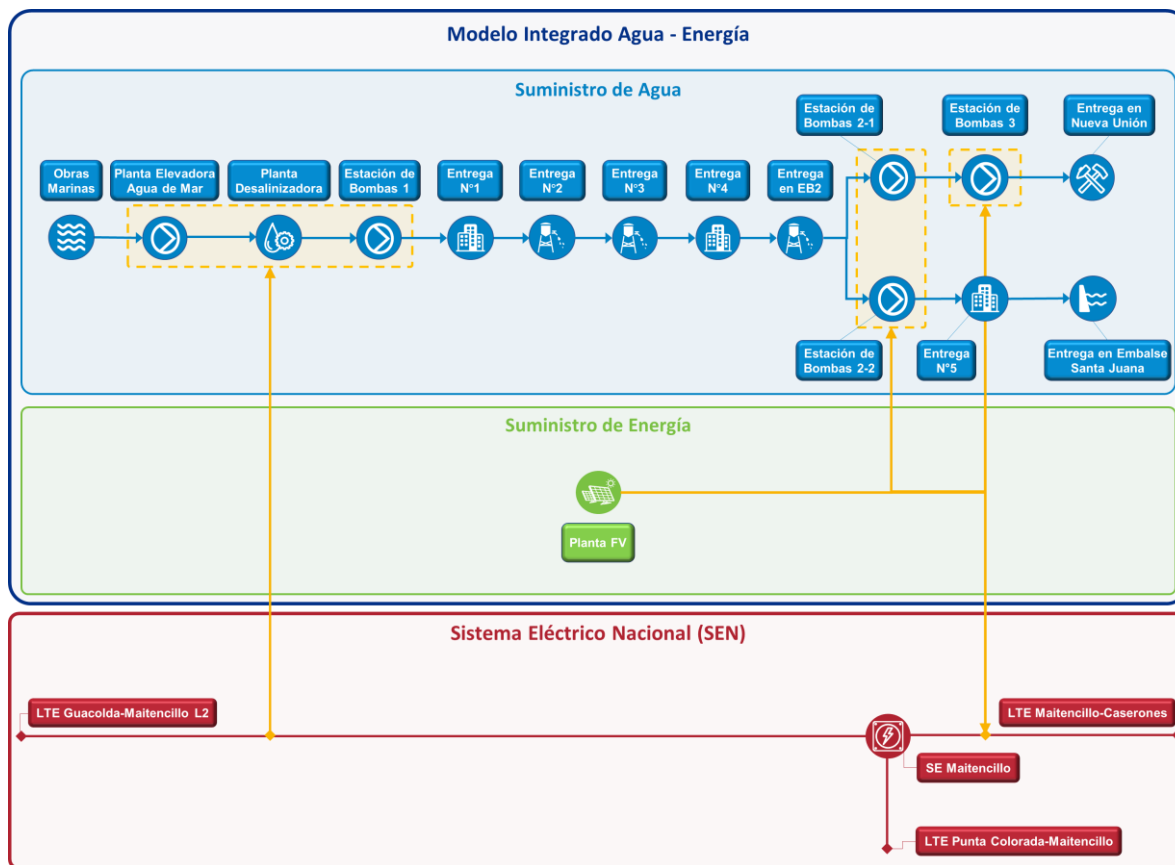


Figura 6-21 Esquema Estrategia 2: Generación energía fotovoltaica y suministro desde el SEN

La conexión de la planta fotovoltaica con el SEN se realiza mediante una línea de transmisión dedicada, con las características presentadas en la Tabla 6-21 y cuyo trazado se presenta en la Figura 6-22 y Figura 6-23.

Tabla 6-21 Línea de transmisión dedicada considerada para la conexión desde la planta fotovoltaicas con el SEN

Identificación	Descripción	Ubicación Planta	Punto de conexión con el SEN	Longitud LTE independiente (km)
Planta FV 1	Planta FV correspondiente al consumo de energía del proyecto agua	Comuna de Vallenar	LTE Maitencillo/Caserones	2,5

La conexión desde los puntos de consumo (recinto planta desalinizadora en Guacolda, recinto EB2 en Freirina y recinto EB3 camino a proyecto Nueva Unión) con el SEN se considera por medio de líneas de transmisión dedicadas, con las características presentadas en la Tabla 6-22 y cuyo trazado se presenta en la Figura 6-22 y Figura 6-23.

Tabla 6-22 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN

Punto de Consumo	Punto de conexión con el SEN	Longitud LTE dedicada (km)
Guacolda (Planta desalinizadora y EB1)	LTE Guacolda/Maitencillo	1
Freirina (EB2-1 y EB2-2)	LTE Maitencillo/Caserones	25
Nueva Unión (EB3)	LTE Maitencillo/Caserones	35

En las siguientes figuras se presenta una vista general de la disposición de las obras consideradas en esta estrategia, y el detalle del trazado de las líneas de transmisión dedicadas a construir y los puntos de conexión para cada punto de consumo.

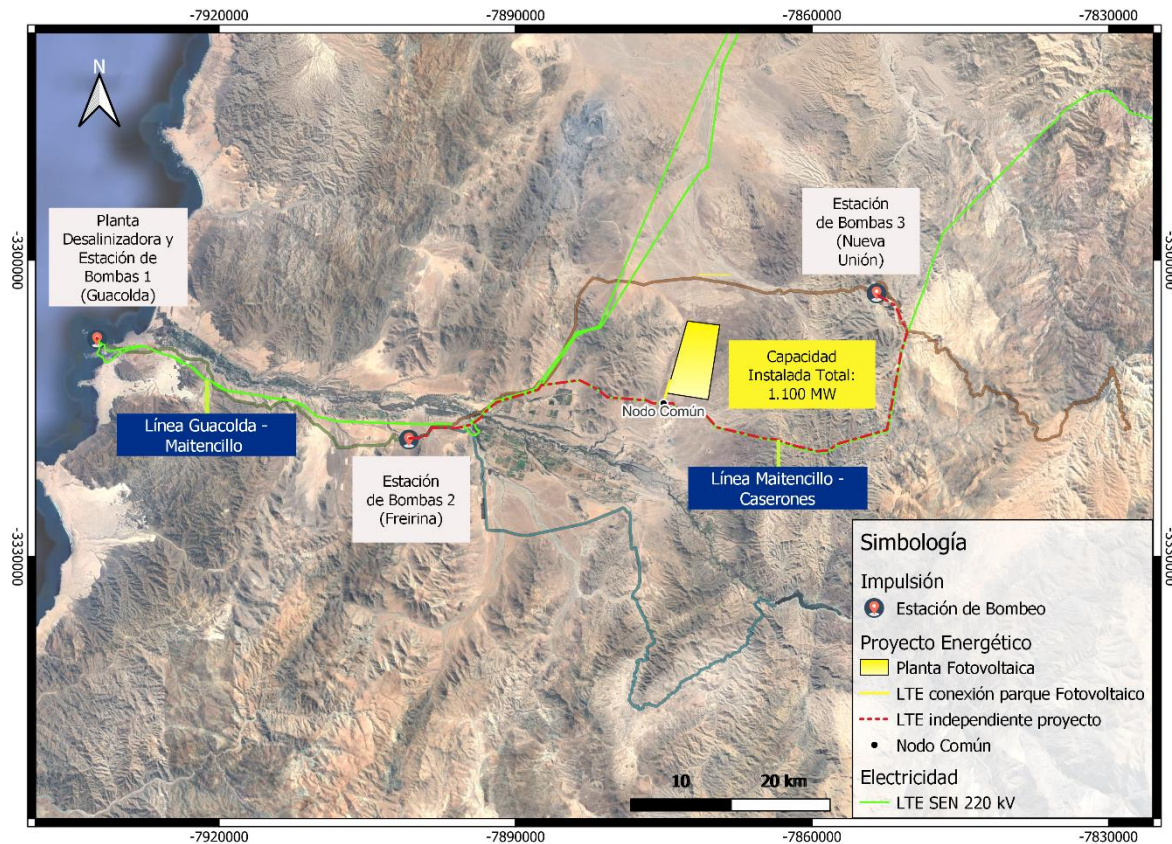


Figura 6-22 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 2: Generación fotovoltaica y suministro desde el SEN



Figura 6-23 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 2: Generación fotovoltaica y suministro desde el SEN

Es importante mencionar que se debe contar con la capacidad de suministro de energía en cada punto de conexión al SEN, por lo que se debe gestionar dicha información con los encargados del sistema eléctrico al momento de la ejecución del proyecto, a fin de asegurar la viabilidad energética del proyecto en las zonas de emplazamiento o diseñar un nuevo plan de suministro.

El funcionamiento de esta estrategia de suministro eléctrico se esquematiza en la Figura 6-24. Se observa que la energía eléctrica demandada por el punto de consumo ubicado en Guacolda será suministrada por completo por el SEN. Mientras que la energía requerida por las estaciones de bombeo ubicadas en Freirina y Nueva Unión (EB2 y EB3) será entregada en parte por la planta fotovoltaica y desde el SEN.

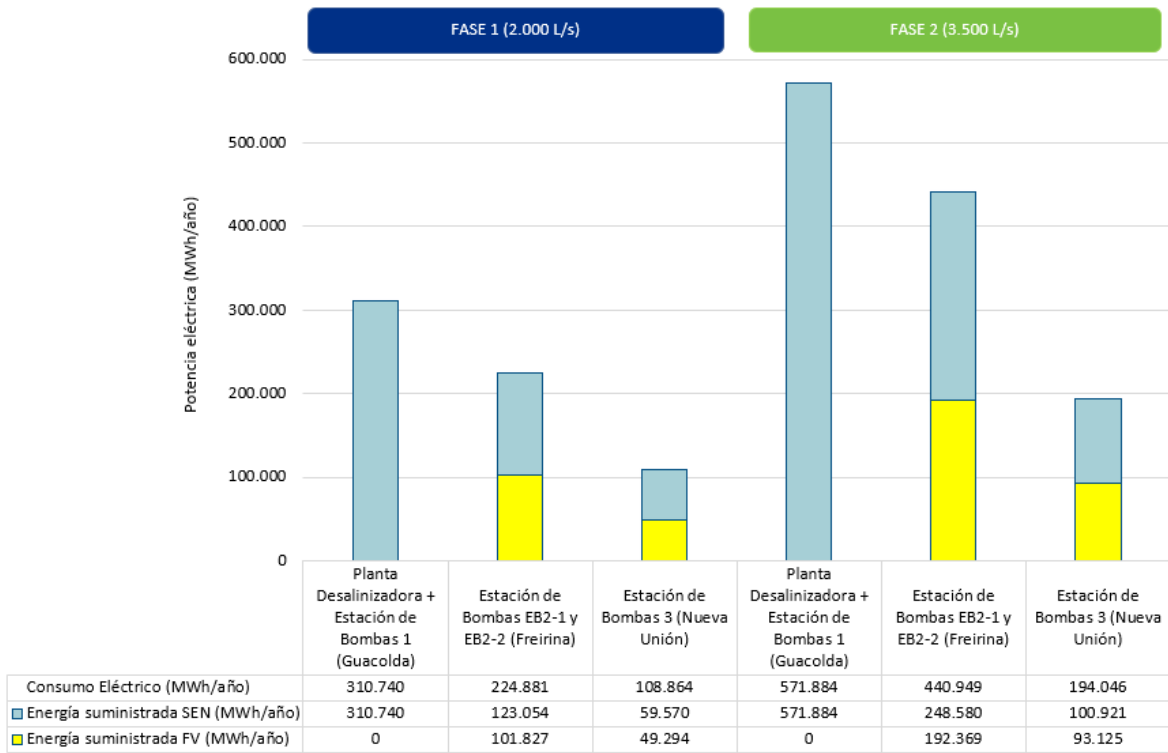


Figura 6-24 Resumen consumo y suministro eléctrico por punto de consumo

Finalmente, en la Figura 6-25 se presenta el balance anual de generación, consumo y excedente de energía correspondiente a la presente estrategia de suministro. El excedente de energía generado permite compensar la compra de energía en Guacolda al ser vendido a través del SEN, y de esta manera disminuir los costos operacionales del proyecto integrado.

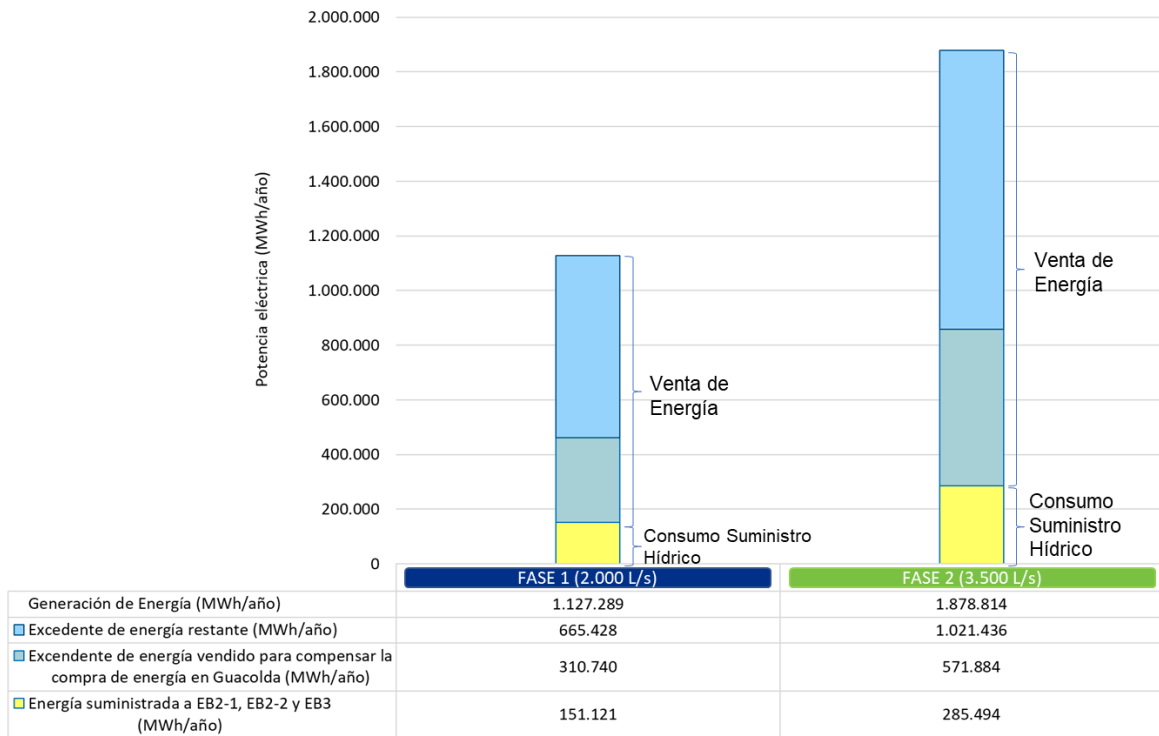


Figura 6-25 Balance anual de la generación, consumo y excedente de energía generado por la planta fotovoltaica

6.2.2.3 Estrategia 3: Generación energía fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN

La presente estrategia de suministro considera conceptualmente una alimentación autónoma, a partir de la generación eléctrica desde parques fotovoltaicos, que cuenten con almacenamiento de energía mediante el uso de baterías de Li-ion, con capacidad suficiente para el suministro de energía eléctrica de la totalidad de las instalaciones del proyecto de agua, es decir, la energía requerida por la planta elevadora de agua de mar, la planta desalinizadora y las estaciones de bombeo del sistema de impulsión. Adicionalmente, se considera la conexión con el SEN a modo de respaldo.

En primer lugar, para el diseño conceptual se analizaron las áreas con potencial fotovoltaico en la zona de estudio (Figura 6-19). Tal como en el caso anterior, se observa que tanto la estación de bombas EB2 (EB2-1 y EB2-2) como la estación de bombas EB3, se emplazan cercanas a zonas con potencial fotovoltaico. Mientras que la planta desalinizadora y la estación de bombas EB1, ubicadas en la zona costera, se emplazan en zonas con limitado o casi nulo potencial fotovoltaico, por lo que estas instalaciones siempre serán alimentadas desde el SEN. No obstante, en este caso de estudio la capacidad del parque fotovoltaico y el sistema de almacenamiento se estimaron considerando la energía requerida por todas las instalaciones del proyecto agua, lo cual podría variar en etapas posteriores de desarrollo luego de que se realice la correspondiente optimización del sistema de suministro eléctrico.

Para la definición del lugar de emplazamiento, y la capacidad de las instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento de las baterías se consideran los siguientes criterios:

- Condiciones del terreno y superficie disponible: mediante el uso de información cartográfica de pública disposición, se analiza la pendiente del terreno, la presencia de edificaciones u otras construcciones y las superficies disponibles en hectáreas (ha). Los sistemas fotovoltaicos requieren de extensas superficies para su montaje, por lo que en base a la capacidad instalada de las plantas fotovoltaicas con almacenamiento se determina la superficie requerida, y en base a esta, se selecciona la ubicación para las plantas fotovoltaicas.
- Condiciones de radiación solar del sitio de emplazamiento de los parques fotovoltaicos: se analizó el ciclo anual de potencial de generación fotovoltaica a partir de la energía solar, considerando el mes más desfavorable, es decir, con menor radiación, utilizando la herramienta de simulación del explorador solar.
- Capacidad instalada: se considera un sistema teóricamente autónomo, es decir, la capacidad de las plantas fotovoltaicas considera la demanda diaria de todas las instalaciones (potencia total demandada diaria) durante las horas de producción de las plantas fotovoltaicas y el almacenamiento de energía en baterías, requerido para los periodos en que no hay radiación solar, en el mes de menor generación (junio). El excedente de energía generado es inyectado (venta de energía) a través del SEN.

A partir de lo anterior, para esta estrategia se consideran seis plantas fotovoltaicas dedicadas, cada una con un banco de baterías, para producir el total de la demanda energética del proyecto de suministro hídrico. La construcción y equipamiento de las plantas fotovoltaicas, emplazadas en las comunas de Freirina y Vallenar, se proyecta en dos fases. Durante la fase 1 se instalarían tres plantas fotovoltaicas, una por cada punto de consumo (Guacolda, Freirina, y Nueva Unión), alcanzando una potencia instalada de 821 MW, y durante la fase 2 se aumentaría la capacidad en 529 MW con tres nuevas plantas, logrando así una capacidad instalada total de 1.350 MW. Las siguientes tablas presentan las principales características de las plantas fotovoltaicas y el sistema de almacenamiento propuesto.

Tabla 6-23 Características de la planta fotovoltaica propuesta. Estrategia 3

Fase	Cantidad de Plantas Fotovoltaicas	Capacidad Instalada (MW)	Total (MWh/día)	Área (ha)
1 (2.000 L/s)	3	821	3.870	1.621
2 (+1.500 L/s)	3	529	2.493	1.045
Total	6	1.350	6.363	2.666

Tabla 6-24 Características del almacenamiento con baterías de Li-on propuesto. Estrategia 3

Fase	Total (MWh/día)	Área (ha)
1 (2.000 L/s)	1.870	1.4
2 (+1.500 L/s)	1.213	0.8
Total	3.083	2.2

La estrategia de suministro eléctrico de generación de energía fotovoltaica con almacenamiento propuesta se presenta en la Figura 6-26. Se destaca que el sistema de captación, planta desalinizadora y EB1 (punto de consumo de Guacolda) sólo puede ser alimentado desde el SEN. Mientras que las EB2 y EB3 pueden ser alimentadas por las plantas fotovoltaicas con almacenamiento o desde el SEN.

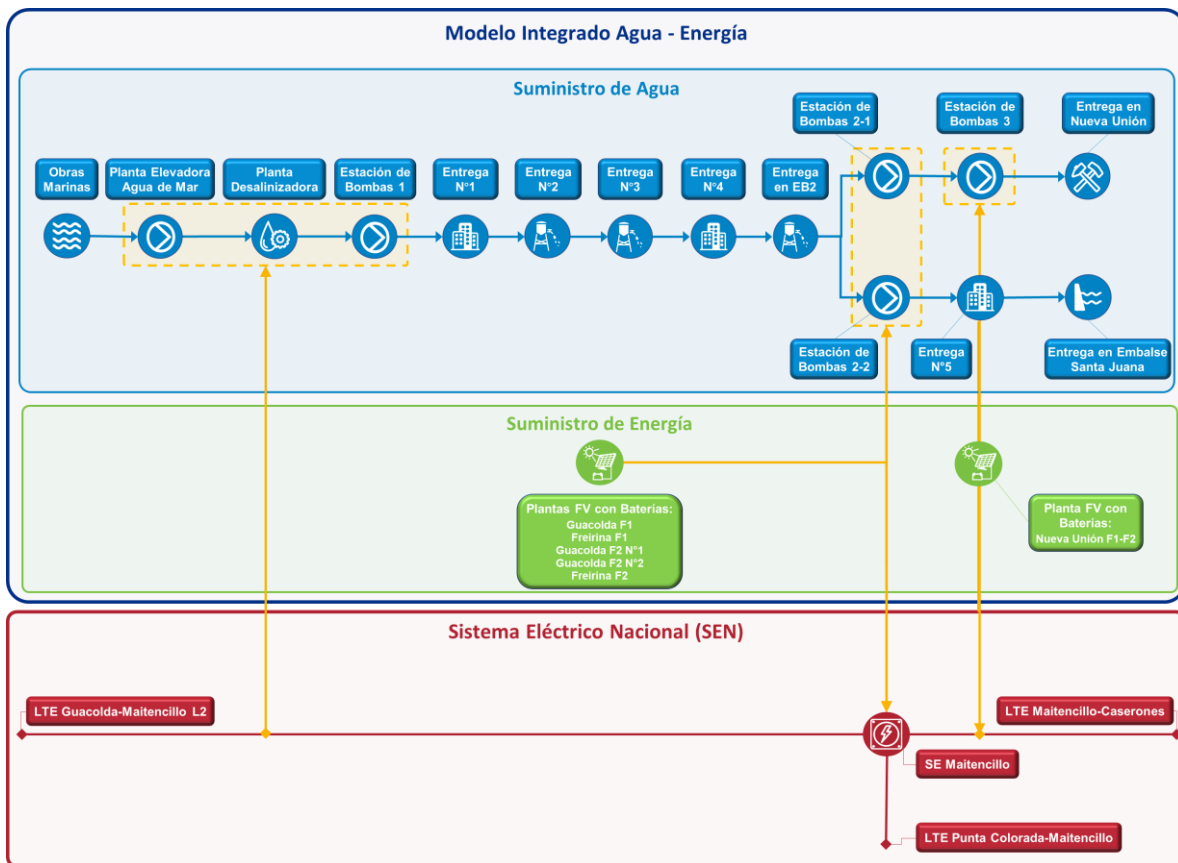


Figura 6-26 Esquema estrategia de generación energía fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN

La conexión desde las seis (6) plantas fotovoltaicas con el SEN se realiza mediante líneas de transmisión dedicadas, con las características presentadas en la Tabla 6-25 y cuyo trazado se presenta en la Figura 6-27 y Figura 6-28.

Tabla 6-25 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde las plantas fotovoltaicas con almacenamiento con el SEN

Identificación	Descripción	Ubicación Planta	Punto de conexión con el SEN	Longitud LTE dedicada (km)
Guacolda F1	Planta FV con almacenamiento correspondiente al consumo de energía Guacolda fase 1	Comuna de Vallenar	SE Maitencillo o SE Caserones	8,59
Freirina F1	Planta FV con almacenamiento correspondiente al consumo de energía Freirina fase 1	Comuna de Vallenar	SE Maitencillo o SE Caserones	7,22
Nueva Unión F1 - F2	Planta FV con almacenamiento correspondiente al consumo de energía Nueva Unión fase 1 y 2	Comuna de Vallenar	LTE Maitencillo/Caserones	0,68
Guacolda N°1 F2	Planta FV con almacenamiento correspondiente al consumo de energía Guacolda fase 2	Comuna de Freirina	SE Maitencillo o SE Caserones	2
Guacolda N°2 F2	Planta FV con almacenamiento correspondiente al consumo de energía Guacolda fase 2	Comuna de Vallenar	SE Maitencillo o SE Caserones	10,7
Freirina F2	Planta FV con almacenamiento correspondiente al consumo de energía Freirina fase 2	Comuna de Vallenar	SE Maitencillo o SE Caserones	13,4

Se destaca que se asumió que la energía generada por las plantas fotovoltaicas con almacenamiento correspondientes al punto de consumo de Guacolda será inyectada a través del SEN, lo cual permite generar ingresos adicionales en el proyecto mediante la venta de los excedentes de energía producida por la planta fotovoltaica y almacenada en el sistema de baterías.

La conexión desde los puntos de consumo (recinto planta desalinizadora en Guacolda, recinto EB2 en Freirina y recinto EB3 camino a proyecto Nueva Unión) con el SEN se considera por medio de líneas de transmisión dedicadas, con las características presentadas en la Tabla 6-26 y cuyo trazado se presenta en la Figura 6-27 y Figura 6-28.

Tabla 6-26 Líneas de transmisión dedicadas consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN

Punto de Consumo	Punto de conexión con el SEN	Longitud LTE dedicadas (km)
Guacolda (Planta desalinizadora y EB1)	LTE Guacolda/Maitencillo	1
Freirina (EB2-1 y EB2-2)	SE Maitencillo o SE Caserones	5,5
Nueva Unión (EB3)	LTE Maitencillo/Caserones	28,4

En las siguientes figuras se presenta una vista general de la disposición de las obras consideradas en esta estrategia, y el detalle del trazado de las líneas de transmisión dedicadas a construir y los puntos de conexión para cada punto de consumo.

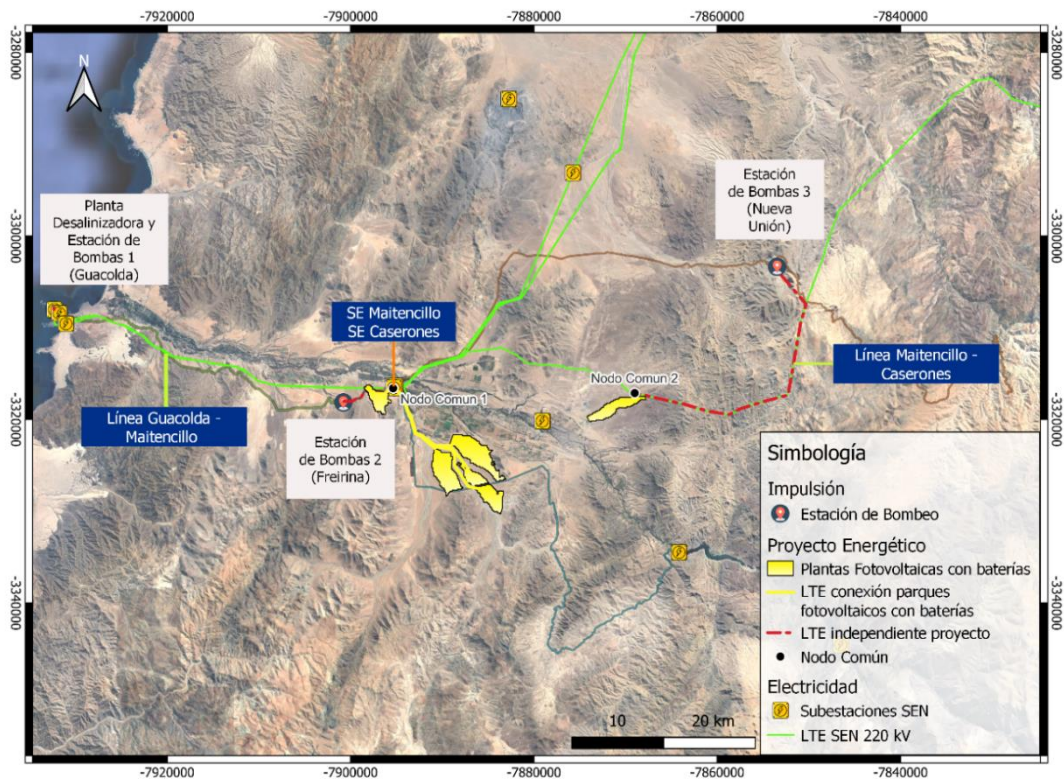


Figura 6-27 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 3: Generación fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN

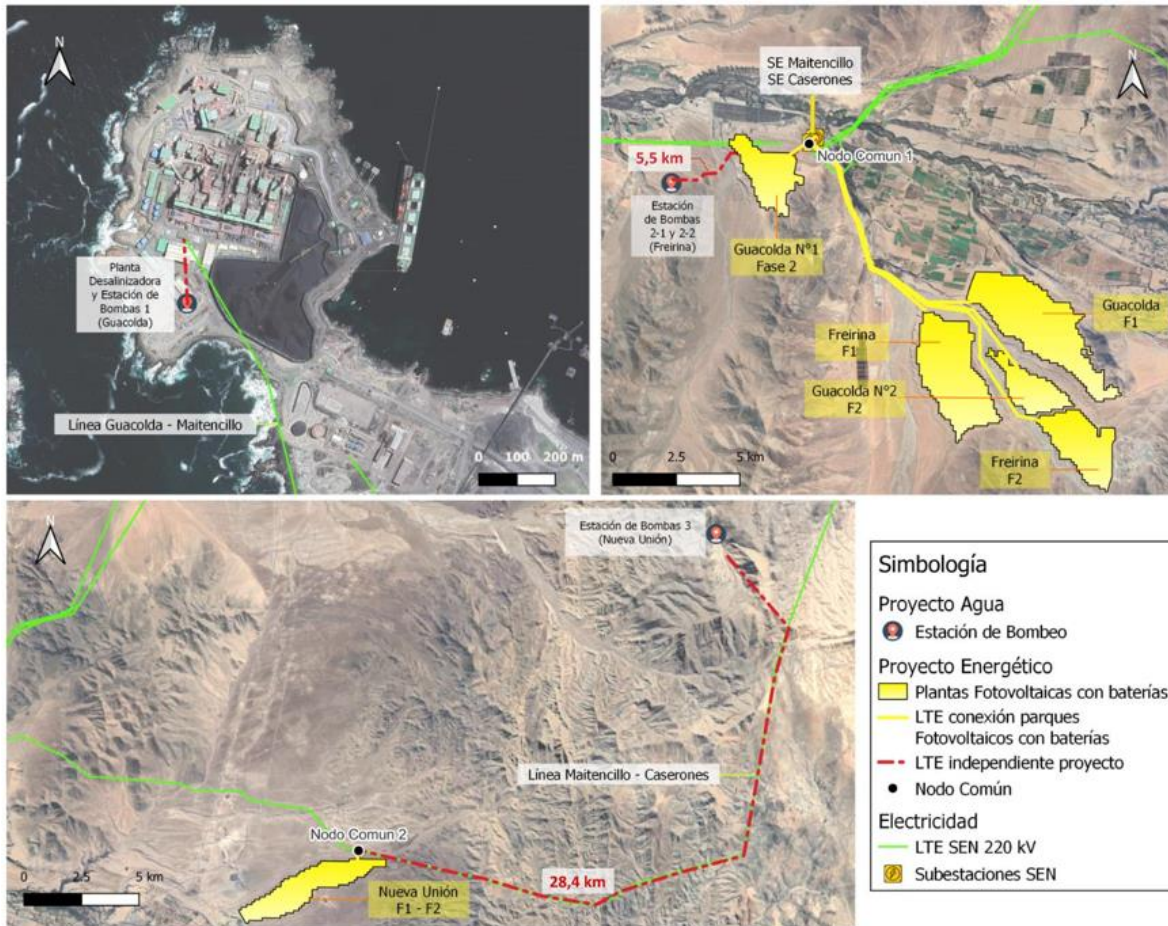


Figura 6-28 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 3: Generación fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN

Es importante mencionar que se debe contar con la capacidad de suministro de energía (capacidad de transmisión como de disponibilidad de energía) en cada punto de conexión, por lo que se debe gestionar dicha información con los encargados de la red local al momento de la ejecución del proyecto, a fin de asegurar la viabilidad energética del proyecto en las zonas de emplazamiento o diseñar un nuevo plan de suministro.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que existen otras alternativas y configuraciones para dimensionar el parque solar fotovoltaico y el sistema de almacenamiento, diferentes a los supuestos considerados en esta estrategia de suministro, por lo cual en fases posteriores del proyecto sería necesario realizar una optimización del sistema de suministro y almacenamiento de energía para definir el tamaño ideal del parque fotovoltaico y el banco de baterías respectivamente, así como un análisis detallado de las diferentes modalidades de contratos de compraventa para los excedentes de energía, y los posibles off takers de energía renovable en la zona de estudio.

El funcionamiento de esta estrategia de suministro eléctrico se esquematiza en la Figura 6-29. Se observa que la potencia eléctrica demandada por el punto de consumo ubicado en Guacolda será suministrada por completo por el SEN. Mientras que la energía requerida por las estaciones de bombeo ubicadas en Freirina y Nueva Unión (EB2 y EB3) será entregada completamente por las plantas fotovoltaicas con baterías.

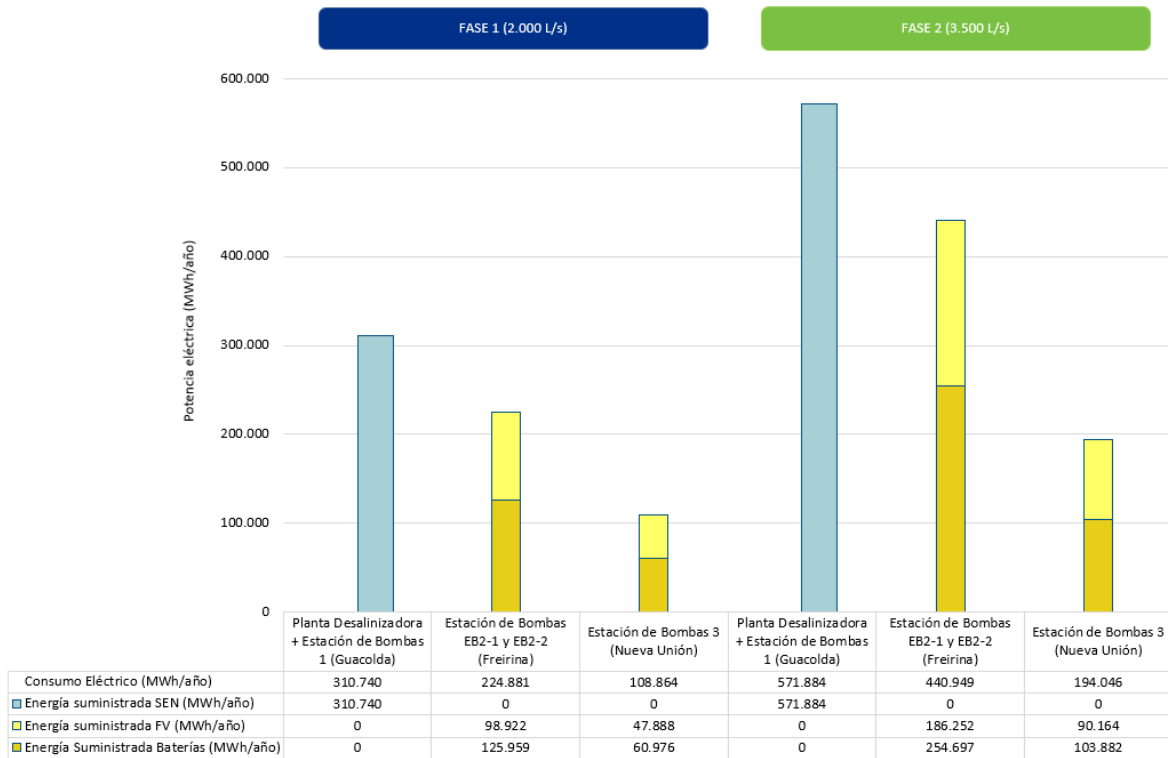


Figura 6-29 Resumen consumo y suministro eléctrico por punto de consumo

Finalmente, en la siguiente figura se presenta el balance anual de la generación, consumo y excedente de energía correspondiente a la presente estrategia de suministro energético. El excedente de energía generado permite compensar la compra de energía en Guacolda al vender energía a través del SEN, de manera de disminuir los costos operacionales del proyecto integrado.

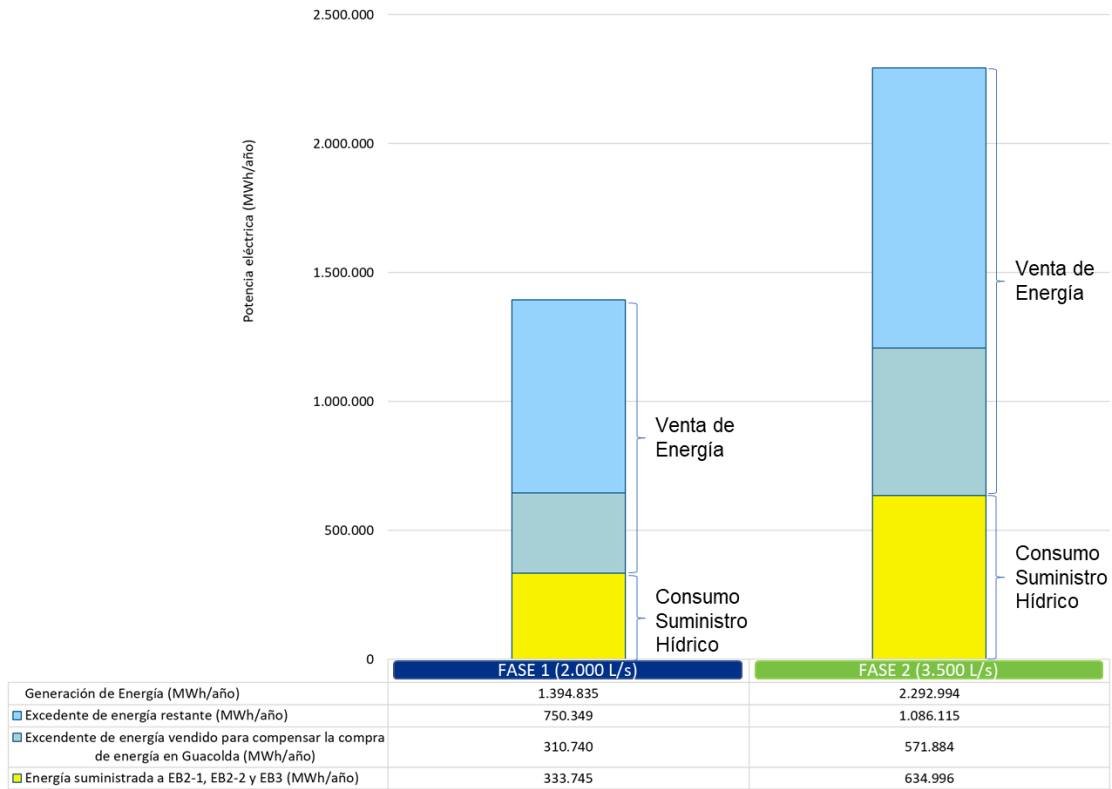


Figura 6-30 Balance anual de energía generada, consumida y excedente producido por las plantas fotovoltaicas con almacenamiento

6.2.2.4 Estrategia 4: Generación energía concentración solar de potencia (CSP) y suministro desde el SEN

La presente estrategia de suministro considera conceptualmente una alimentación autónoma, a partir de la generación eléctrica desde plantas CSP, con capacidad suficiente para el suministro de energía eléctrica de la totalidad de las instalaciones del proyecto de agua, es decir, la energía requerida por la planta elevadora de agua de mar, la planta desalinizadora y las estaciones de bombeo del sistema de impulsión. Adicionalmente, se considera la conexión con el SEN a modo de respaldo.

En primer lugar, para el diseño conceptual se analizaron las áreas con potencial CSP en la zona de estudio, información pública disponible en el Ministerio de Energía (Ref. [11]). En la Figura 6-31. se observa que tanto la estación de bombas EB2 (EB2-1 y EB2-2) como la estación de bombas EB3, se emplazan cercanas a zonas con potencial CSP. Mientras que la planta desalinizadora y la estación de bombas EB1, ubicadas en la zona costera, se emplazan en zonas con nulo potencial CSP, por lo que estas instalaciones siempre serán alimentadas desde el SEN. No obstante, en este caso de estudio la capacidad de las plantas CSP se estimó considerando la energía requerida por todas las instalaciones del proyecto agua, lo cual podría variar en etapas posteriores de desarrollo luego de que se realice la correspondiente optimización del sistema de suministro eléctrico.

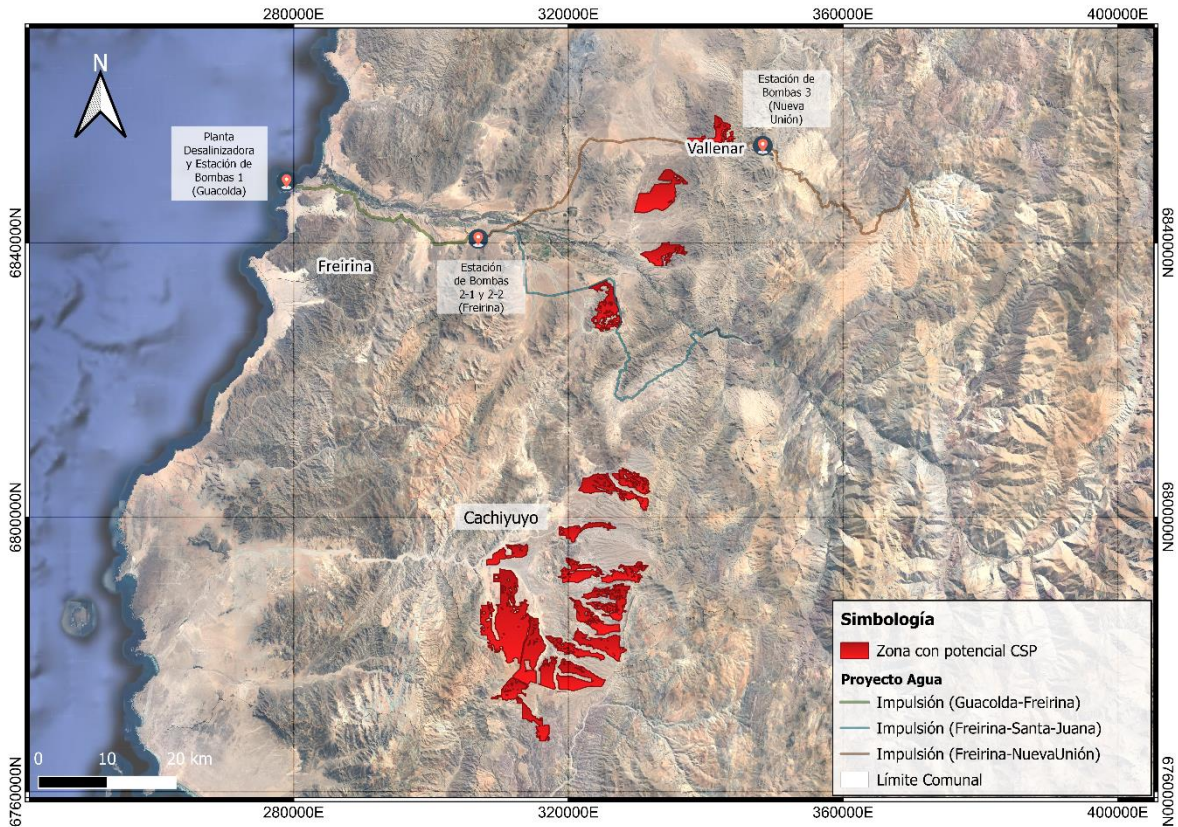


Figura 6-31 Zonas con potencial para instalar plantas CSP en la zona de estudio

En consecuencia, las plantas CSP deben ubicarse en la comuna de Vallenar o en el sector de Cachiuyuyo, y se deben construir líneas dedicadas que permitan la conexión de las plantas CSP con los puntos de consumo y/o con una línea de transmisión/subestación cercana para inyectar el exceso de energía generada en el proyecto energía, lo cual permite generar ingresos adicionales en el proyecto mediante la venta de los excedentes de energía producida por las plantas CSP.

La determinación de la potencia a instalar y su correspondiente área de emplazamiento, se realiza utilizando el modelo de asesoría de sistemas “SAM” (*System Advisor Model*)⁶⁰ del Laboratorio Nacional de Energías Renovables del “Departamento de Energía de U.S.”; considerando las siguientes condiciones mínimas de diseño:

⁶⁰ <https://sam.nrel.gov/>

- Condiciones de irradiación normal directa del sitio de emplazamiento de las plantas CSP: se analizó la máxima irradiación normal directa (DNI) del mes de menor producción (junio) en (W/m^2) obtenida en el área estimada de emplazamiento de cada una de las plantas.
- Capacidad instalada: se considera un sistema teóricamente autónomo, es decir, la capacidad de las plantas CSP considera la demanda diaria de todas las instalaciones (potencia total demandada diaria). El excedente de energía generado es inyectado a través del SEN, lo cual permite generar ingresos adicionales en el proyecto mediante la venta de los excedentes de energía producida.
- Simulación: se considera una torre receptora con una altura total de 250 (m), un área para cada heliostato plano de 115,43 (m^2), generación de energía a carga máxima durante las 24 horas, y una capacidad de almacenamiento de 10 horas.

A partir de lo anterior, para esta estrategia se consideran seis plantas CSP dedicadas, para producir el total de la demanda del proyecto de suministro hídrico, cuya construcción y equipamiento se proyecta en dos fases. Durante la fase 1 se instalarían tres plantas CSP, una por cada punto de consumo (Guacolda, Freirina, y Nueva Unión), alcanzando una potencia instalada de 111 MW, y durante la fase 2 se aumentaría la capacidad en 72 MW con tres nuevas plantas, logrando así una capacidad instalada total de 183 MW. La siguiente tabla presenta las principales características de las plantas CSP propuestas.

Tabla 6-27 Características de las plantas CSP propuestas. Estrategia 4

Fase	Cantidad de Plantas CSP	Capacidad Instalada (MW)	Total (MWh/día)	Área (ha)
1 (2.000 L/s)	3	111	2.367	791
2 (+1.500 L/s)	3	72	1.562	479
Total	6	183	3.929	1.270

La estrategia de suministro eléctrico de generación de energía concentración solar de potencia y suministro desde el SEN propuesta se presenta en la Figura 6-32. Se destaca que el sistema de captación, planta desalinizadora y EB1 (punto de consumo en Guacolda) sólo puede ser alimentado desde el SEN. Mientras que las EB2 y EB3 pueden ser alimentadas por las plantas CSP o desde el SEN.

Por otro lado, es importante resaltar que existen otras alternativas y configuraciones para dimensionar las plantas CSP, diferentes a los supuestos considerados en esta estrategia de suministro, por lo cual en fases posteriores del proyecto sería necesario realizar una optimización del sistema de suministro y almacenamiento de energía para definir el tamaño ideal de las plantas CSP, así como un análisis detallado de las diferentes modalidades de contratos de compraventa para los excedentes de energía, y los posibles off takers de energía renovable en la zona de estudio.

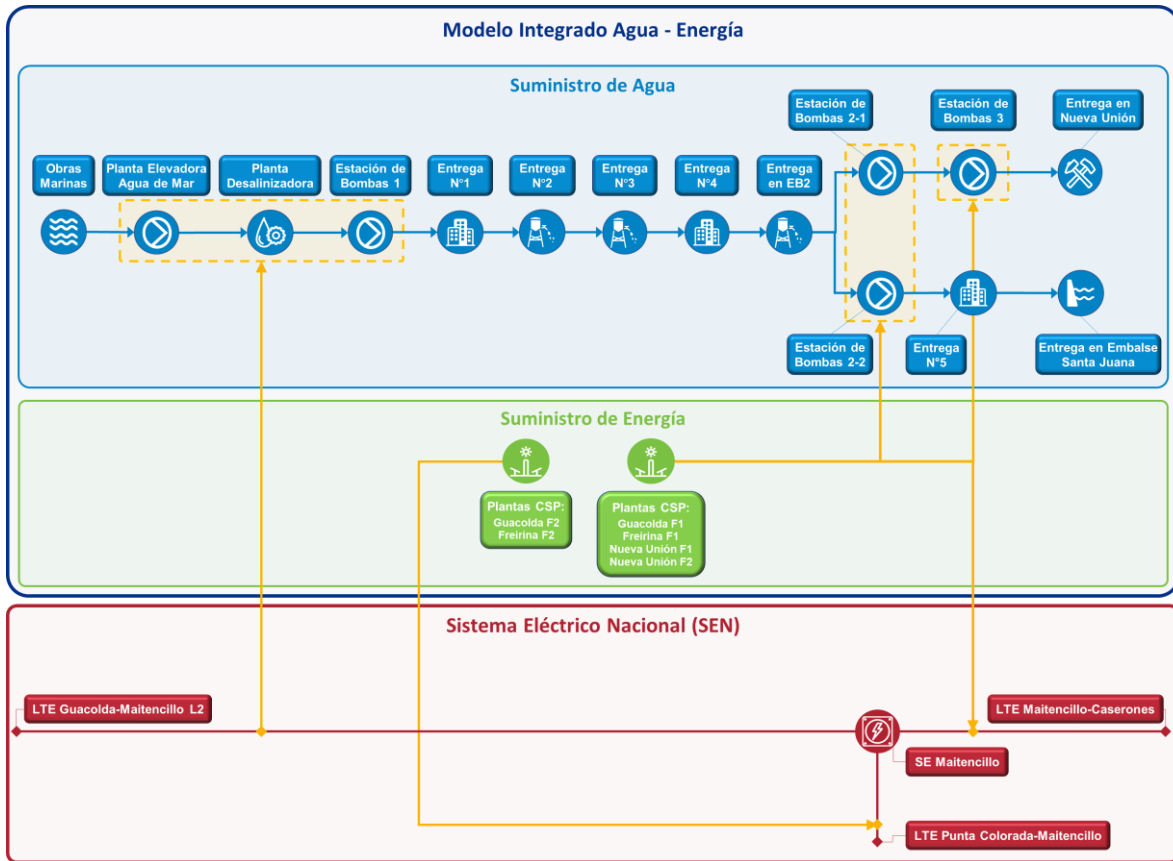


Figura 6-32 Esquema estrategia de generación energía CSP y suministro desde el SEN

La conexión desde las seis (6) plantas CSP con el SEN se realiza mediante líneas de transmisión dedicadas, con las características presentadas en la Tabla 6-28 y cuyo trazado se presenta en la Figura 6-33 y Figura 6-34.

Tabla 6-28 Línea de transmisión dedicadas considerada para la conexión desde las plantas CSP con el SEN

Identificación	Descripción	Ubicación Planta	Punto de conexión con el SEN	Longitud LTE dedicadas (km)
Guacolda F1	Planta CSP correspondiente al consumo de energía Guacolda fase 1	Comuna de Vallenar	LTE Maitencillo/Caserones	4,67
Freirina F1	Planta CSP correspondiente al consumo de energía Freirina fase 1	Comuna de Vallenar		
Nueva Unión F1	Planta CSP correspondiente al consumo de energía Nueva Unión fase 1	Comuna de Vallenar		
Guacolda F2	Planta CSP correspondiente al consumo de energía Guacolda fase 2	Cachiyuyo	LTE Punta Colorada/Maitencillo	1,96
Freirina F2	Planta CSP correspondiente al consumo de energía Freirina fase 2	Cachiyuyo	LTE Punta Colorada/Maitencillo	1,68
Nueva Unión F2	Planta CSP correspondiente al consumo de energía Nueva Unión fase 2	Comuna de Vallenar	LTE Maitencillo/Caserones	2,2

La conexión desde los puntos de consumo (recinto planta desalinizadora en Guacolda, recinto EB2 en Freirina y recinto EB3 camino a proyecto Nueva Unión) con el SEN se considera por medio de líneas de transmisión independientes, con las características presentadas en la Tabla 6-29 y cuyo trazado se presenta en la Figura 6-33 y Figura 6-34.

Tabla 6-29 Líneas de transmisión independientes consideradas para la conexión desde los puntos de consumo con el SEN

Punto de Consumo	Punto de conexión con el SEN	Longitud LTE independiente (km)
Guacolda (Planta desalinizadora y EB1)	LTE Guacolda/Maitencillo	1
Freirina (EB2-1 y EB2-2)	LTE Maitencillo/Caserones	25
Nueva Unión (EB3)	LTE Maitencillo/Caserones	35

En las siguientes figuras se presenta una vista general de la disposición de las obras consideradas en esta estrategia, y el detalle del trazado de las líneas de transmisión dedicadas a construir y los puntos de conexión para cada punto de consumo.

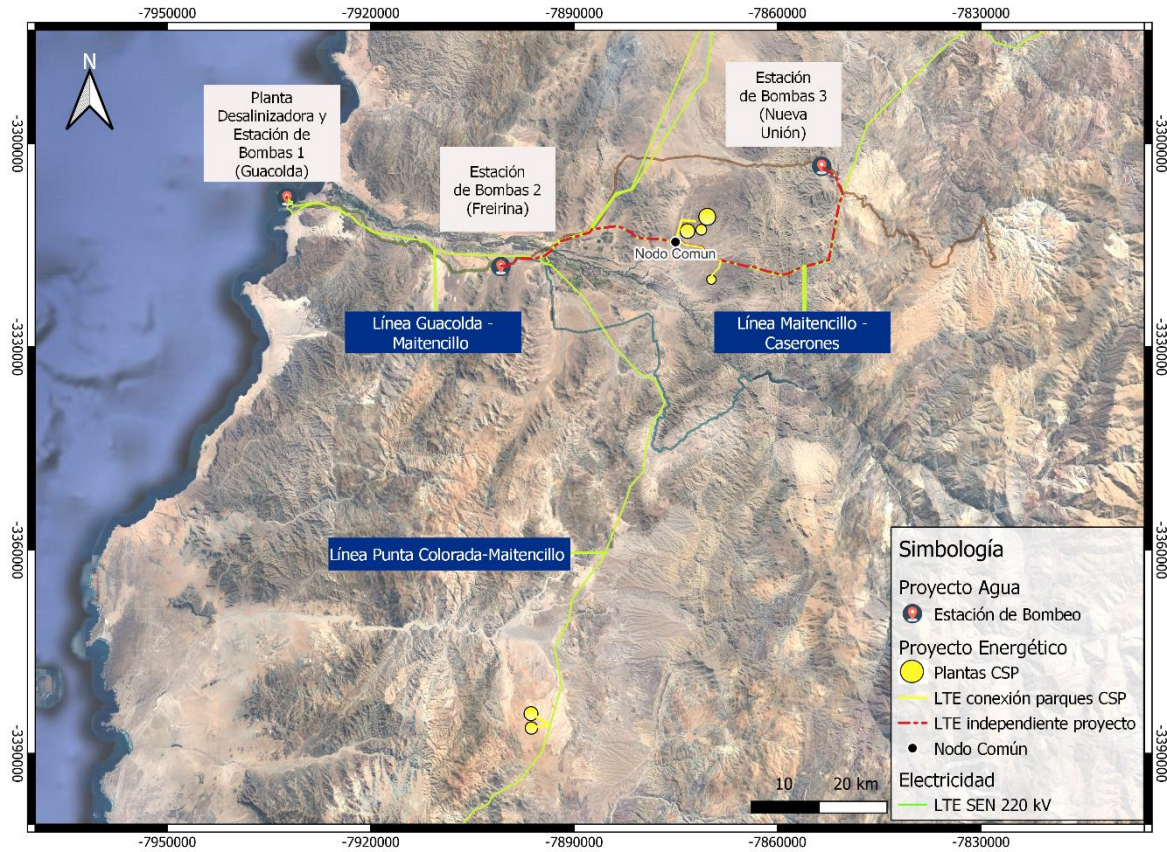


Figura 6-33 Disposición de obras de suministro eléctrico. Estrategia 4: Generación CSP y suministro desde el SEN

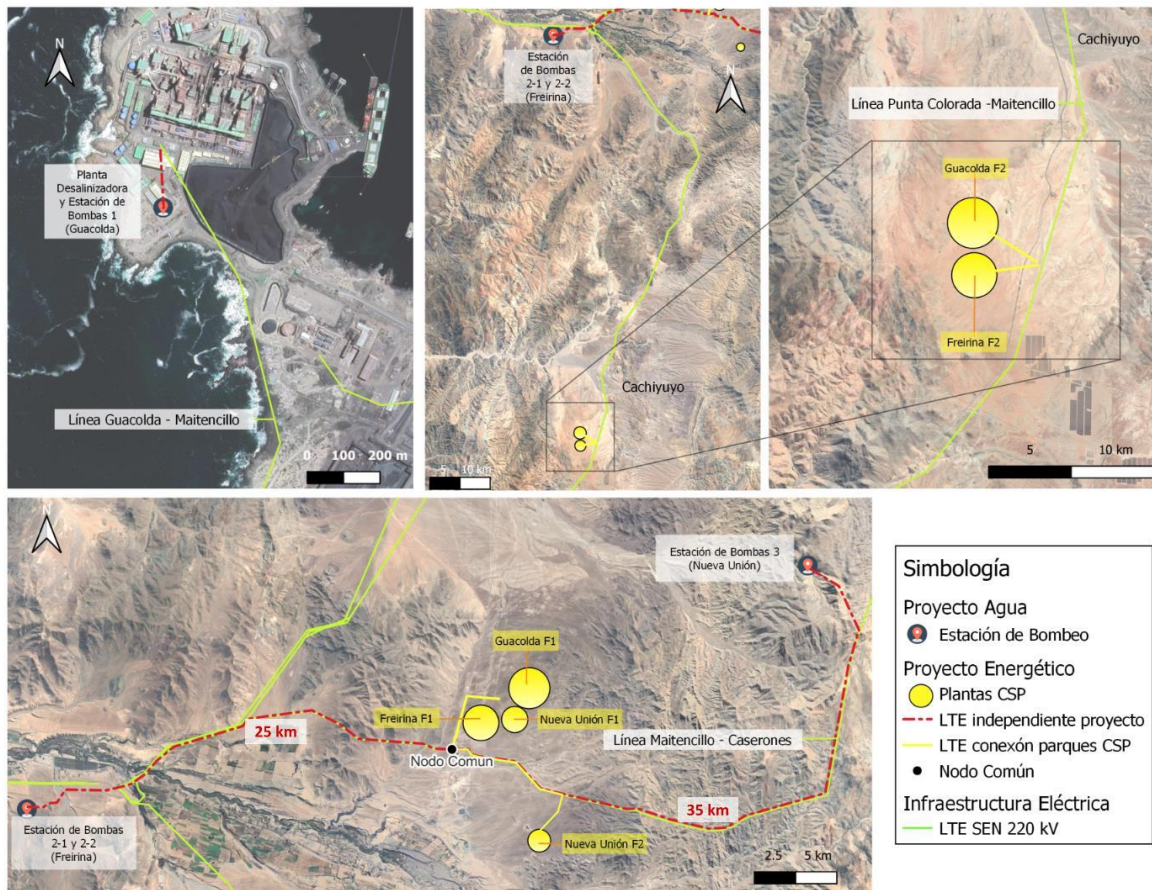


Figura 6-34 Detalle ubicación de obras de suministro eléctrico. Estrategia 4: Generación CSP y suministro desde el SEN

Es importante mencionar que se debe contar con la capacidad de suministro de energía (capacidad de transmisión como de disponibilidad de energía) en cada punto de conexión, por lo que se debe gestionar dicha información con los encargados de la red local al momento de la ejecución del proyecto, a fin de asegurar la viabilidad energética del proyecto en las zonas de emplazamiento o diseñar un nuevo plan de suministro.

El funcionamiento de esta estrategia de suministro eléctrico se esquematiza en la Figura 6-35. Se observa que la potencia eléctrica demandada por el punto de consumo ubicado en Guacolda será suministrada por completo por el SEN. Mientras que la energía requerida por las estaciones de bombeo ubicadas en Freirina y Nueva Unión (EB2 y EB3) será entregada completamente por las plantas CSP.

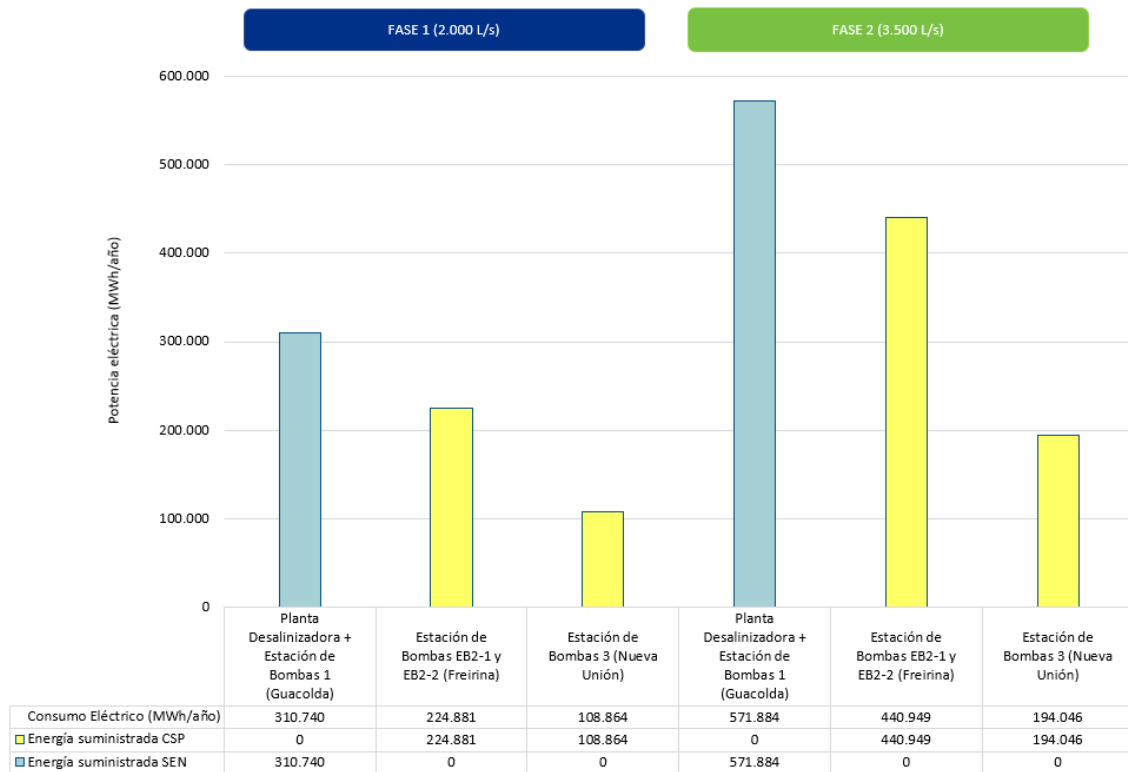


Figura 6-35 Resumen consumo y suministro eléctrico por punto de consumo

Finalmente, en la siguiente figura se presenta el balance anual de la generación, consumo y excedente de energía correspondiente a la presente estrategia de suministro energético. El excedente de energía generado permite compensar la compra de energía en Guacolda al vender energía a través del SEN, para así disminuir los costos operacionales del proyecto integrado.

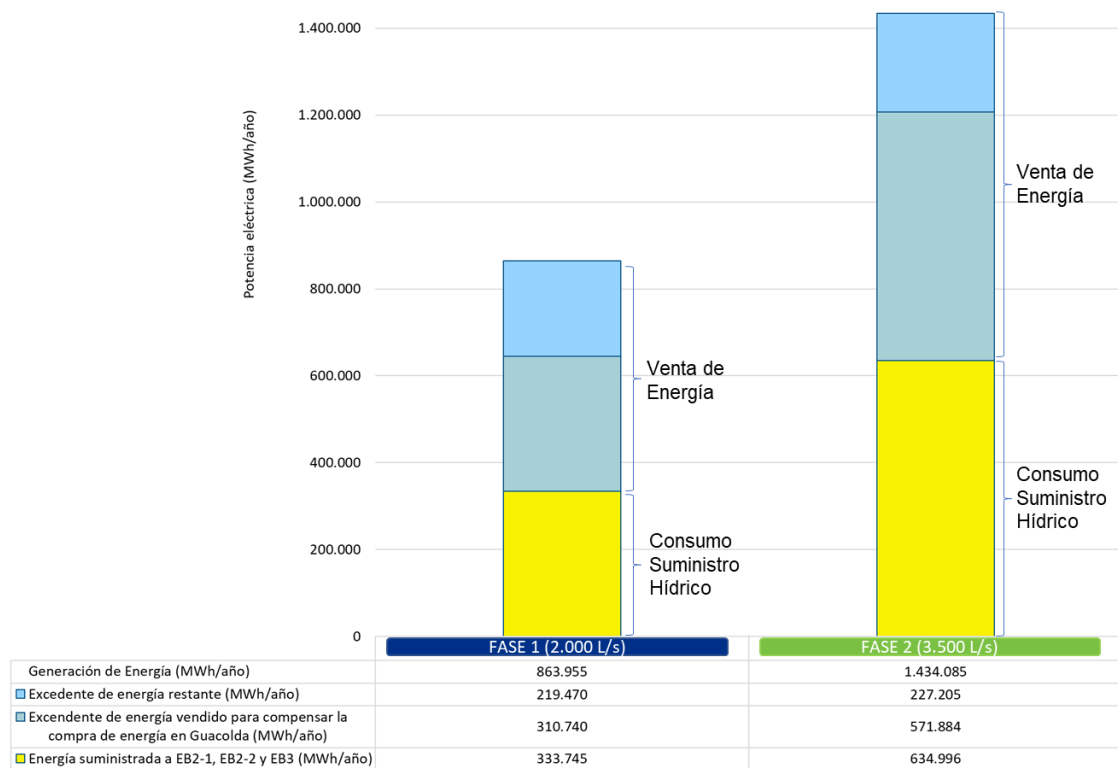


Figura 6-36 Balance anual de energía generada, consumida y excedente por las plantas CSP

6.2.3 Costos de inversión y operación

6.2.3.1 Supuestos y consideraciones CAPEX y OPEX

La estimación de costos de inversión de la infraestructura contemplada en el caso de estudio corresponde a una estimación Clase 5. Las consideraciones realizadas para la valorización de cada una de las alternativas y los valores de tasas de cambio para dólar y UF utilizadas en la estimación económica corresponden a las descritas en la Sección 6.1.2.1.

Adicionalmente, se consideran los siguientes aspectos:

- Sistema Eléctrico Nacional
 1. De acuerdo con la experiencia del consultor, el costo de inversión de las líneas de transmisión se estimó en 0,18 (MUSD/km).
 2. El costo de la compra y venta de energía utilizado corresponde a día 80 USD/MWh; costo energía noche 150 USD/MWh y costo de peaje de energía a 10 USD/MWh (Detalle en Sección 6.1.2.1).
 3. No se considera la inversión relacionada al reforzamiento de la línea Maitencillo-Caserones.

- Plantas Fotovoltaicas y almacenamiento con baterías
 4. Para determinar los factores de área y valor de inversión estimado, se utilizaron como referencia los valores promedio de la información disponible de proyectos ingresados recientemente en el SEIA, específicamente las referencias [24] y [25], que manejan valores similares de potencia instalada en corriente continua, generación en corriente alterna, e incluyen todo el equipamiento necesario de interconectividad con el SEN para sistemas fotovoltaicos emplazados en la zona de intervención de la planta desalinizadora, y que no incluyen sistema de almacenamiento. De acuerdo con el análisis de los datos de las plantas de referencia mencionadas, se obtuvo como promedio estimado un valor de inversión de 1,0 MUSD/MW.
 5. En cuanto al valor estimado de operación, mantención y administración de la planta fotovoltaica, este depende del largo de las líneas de transmisión y de la potencia de cada planta, se utilizó como base el estudio de la referencia [33], publicado por la Comisión Nacional de Energía. En la Tabla 6-30 se presentan las consideraciones para calcular el valor estimado, que incluye el costo fijo de operación de la planta fotovoltaica, el costo de mantenimiento preventivo y lavado de paneles en base a la potencia instalada de la planta, la mantención mensual de las líneas de transmisión eléctricas en base a su longitud, y la mantención de los bancos de baterías en base a su capacidad de almacenamiento, cuando estas son consideradas en la estrategia de suministro.

Tabla 6-30 Supuestos para costos de operación y mantenimiento para plantas fotovoltaicas y almacenamiento con baterías (Ref. [33])

OPEX O&M Planta fotovoltaica y almacenamiento con baterías		
Costo fijo operación de planta	3.700,0	USD/año*MWp
Mantenimiento preventivo FV	9.000,0	USD/año*MWp
Contrato mantenimiento BESS	3.495,0	USD/año*MWh
Lavado de paneles	3.944,0	USD/año*MWp
Consumo en vacío Transformador	316,4	USD/año*MWp
Costo cuadrilla mantención LTE	1.296,0	USD/día
Rendimiento cuadrilla mantención	6,0	km/día
Mantención SE AT SEN	27.160,0	USD/año

6. La estimación del área y el valor de la inversión de las baterías se obtuvo del análisis de la información disponible en el sitio web del Departamento de Energía de U.S. (Ref. [68]). Se utilizó como base el reporte técnico del laboratorio nacional de energías renovables sobre la comparación de costos de sistemas de almacenamiento de energía fotovoltaica, se obtuvo como promedio estimado un valor de inversión de 0,45 MUSD/MWh.

- CSP
 7. Para determinar el valor de inversión estimado, se utilizó como referencia la información disponible de proyectos ingresados recientemente en el SEIA (Ref. [26], [27]); de los cuales, se utilizó como valor conservador la primera referencia, ya que a pesar de que el segundo es más actual, su valor difiere bastante de los observados en informe [34] de la CNE (Abril 2022). De acuerdo con la información analizada y en base a la potencia instalada de la planta proyectada, se obtuvo como estimación un valor de inversión de 5,35 (MUSD/MW).
 8. En cuanto al valor estimado de operación, mantenimiento y administración de la planta CSP, se determinó en base al estudio [39], con un valor de 0,03 USD/kWh.
- Terrenos
 9. El costo de arriendo terreno se estima en 75 UF/ha/año, en base a información entregada por el Ministerio de Energía.
 10. El costo de servidumbres se estima en 200 UF/ha, valor a pagar una vez, en base a información entregada por el Ministerio de Energía.

Las siguientes tablas presentan un resumen de los costos considerados para cada estrategia de suministro.

Tabla 6-31 Resumen de costos unitarios de inversión considerados para cada estrategia de suministro eléctrico

Componente	Estrategia de suministro eléctrico			
	Suministro desde SEN	Generación FV + suministro desde SEN	Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Generación CSP + suministro desde SEN
Línea de transmisión (LTE) (MUSD/km)	0,18			
Parque Fotovoltaico (MUSD/MW)	-	1	1	-
Baterías (MUSD/MWh)	-	-	0,45	-
Planta CSP (MUSD/MW)	-	-	-	5,35

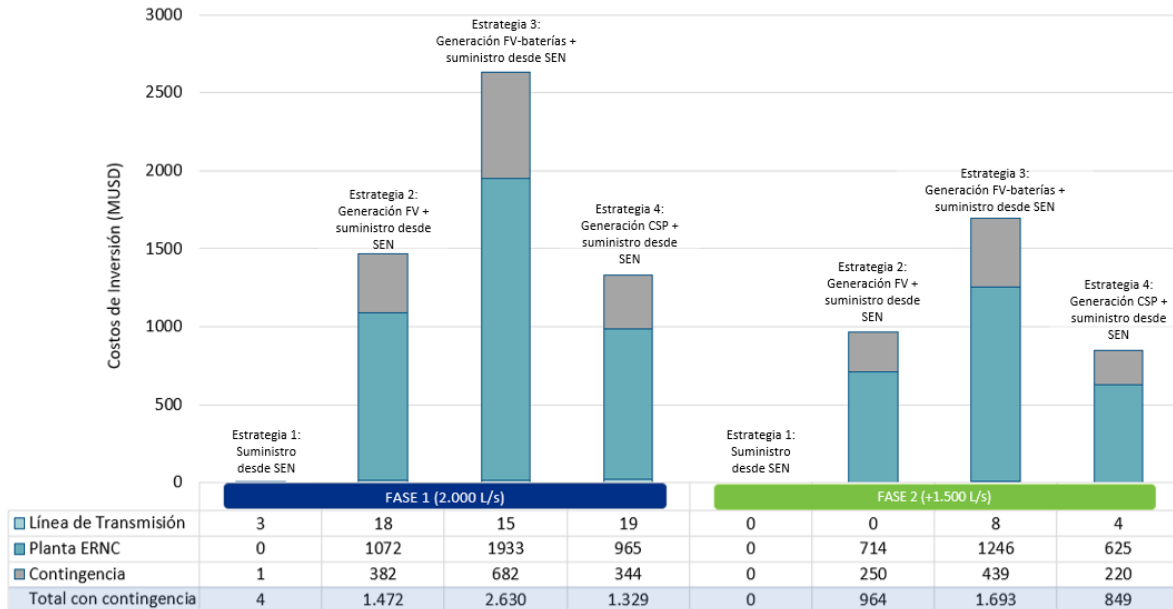
Tabla 6-32 Resumen de costos de operación considerados para cada alternativa de suministro

Componente	Estrategia de suministro eléctrico			
	Suministro desde SEN	Generación FV + suministro desde SEN	Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Generación CSP + suministro desde SEN
Costo energía día (USD/MWh)	80			
Costo energía noche (USD/MWh)	150			
Costo peaje (USD/MWh)	10			
Arriendo de Terreno (UF/ha/año)	75			
Costos O&M FV (USD/kWp)	-	13,9 ⁽¹⁾	21,7 ⁽¹⁾	-
Costos O&M CSP (USD/kWh producido)	-	-	-	0,03

Nota: ⁽¹⁾ Valor aproximado, referirse a Tabla 6-30 para mayor detalle.

6.2.3.2 Costos de inversión (CAPEX)

En la siguiente figura se presentan los costos de inversión (en MUSD) relacionada con las líneas de transmisión y con las plantas de ERNC (Fotovoltaica y CSP) del proyecto de suministro energético en cada fase.



Nota: Ítem líneas de transmisión incluyen servidumbres
 Figura 6-37 Costos de inversión suministro energético

6.2.3.3 Costos de operación (OPEX)

En la siguiente tabla se presentan los costos de operación del proyecto energético para cada fase del proyecto y estrategia de suministro eléctrico al proyecto de suministro hídrico. Se destaca que, dado que la venta de la energía producida es un ingreso, se considera negativa para reducir los costos operacionales de las plantas elevadoras.

Las estrategias de suministro energético que consideran la generación e inyección de excedentes de energía (venta de energía) también recibirían ingresos por potencia de suficiencia (venta de potencia), permitiendo una mayor reducción de los costos de operación. El reconocimiento de la potencia de suficiencia variará principalmente de acuerdo al recurso de generación disponible, la disponibilidad de la unidad al momento de ser despachada, su potencia máxima y la oferta-demanda de suficiencia del sistema eléctrico. No obstante, este ingreso no ha sido considerado para el presente estudio dado que es el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) quien determina las cantidades asociadas a la potencia de suficiencia, a través de un modelo probabilístico (Ref. [3]).

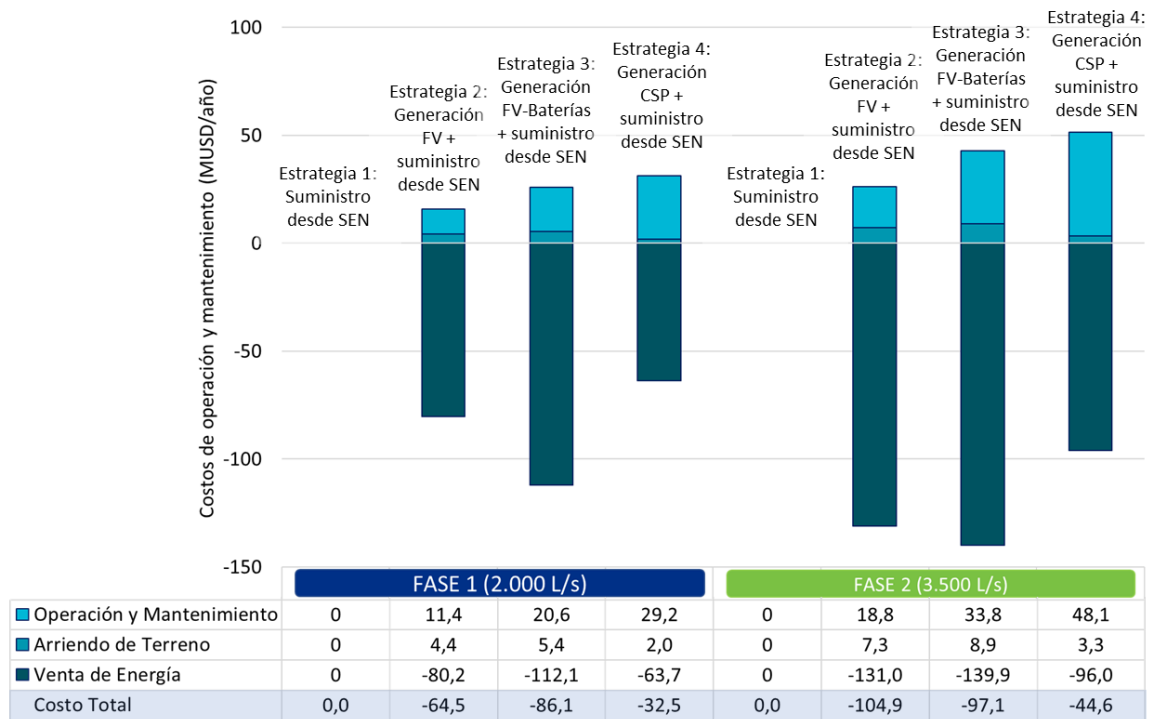
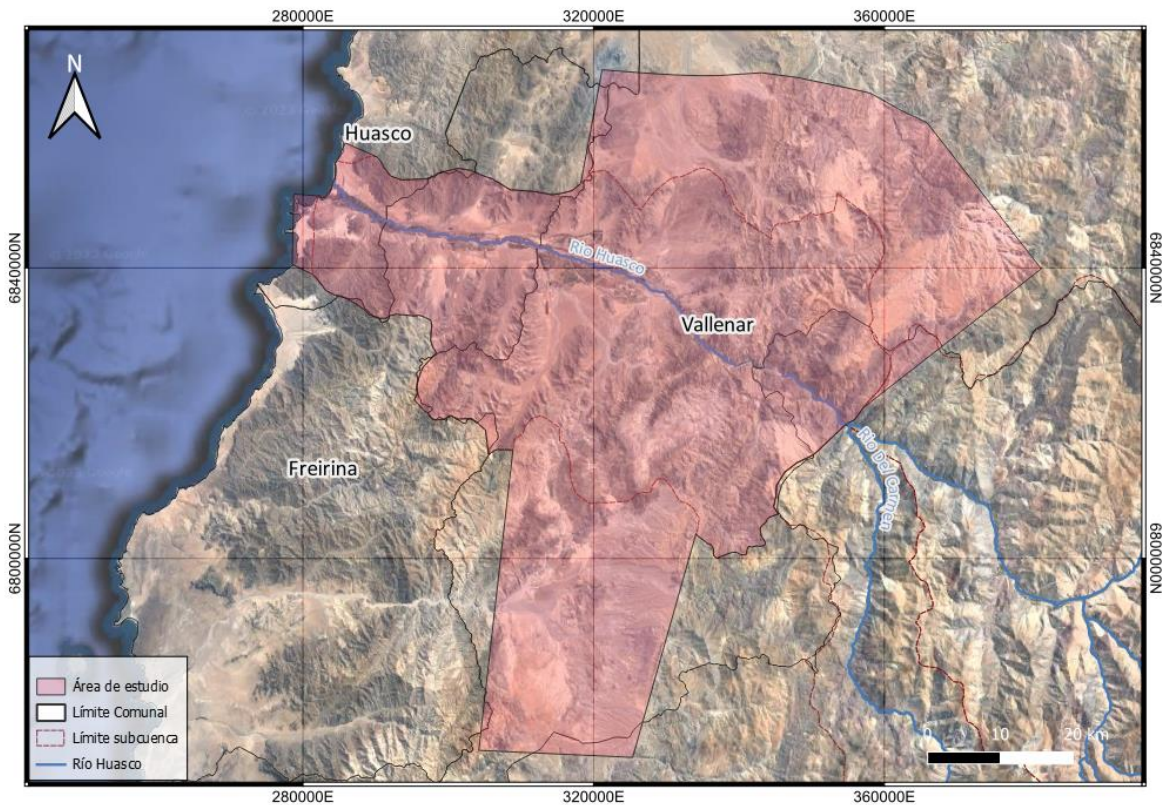


Figura 6-38 Costos de operación y mantenimiento (MUSD/año) proyecto de suministro energético

6.3 Resumen general del análisis ambiental

En la presente sección se presenta una síntesis del análisis de las implicancias ambientales del caso de estudio en el valle del río Huasco, región de Atacama, para el área de interés delimitada en la siguiente figura. En el Anexo B se encuentra descrito en mayor detalle el contexto y el análisis ambiental realizado en el área de interés definida para el presente caso de estudio.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6-39 Área de estudio

En particular, en dicha área se identificaron las áreas bajo protección oficial y áreas protegidas (sitios prioritarios) cercanas al proyecto, identificando la relación territorial del trazado con estas áreas, a través de la información espacial disponible en organismos públicos.

El análisis consistió en revisar aquellos antecedentes relativos a declaraciones de áreas de protección oficial y/o áreas protegidas que se encuentran individualizadas en el Ord. N°130844/2013, el Ord. N°161081/2016, Ord. N°100143/2013 y Ord. N° 202099102647/2020, todos de la Dirección Ejecutiva del SEA. Además, se revisaron otras consideraciones ambientales, asociadas a: (i) asociaciones y comunidades indígenas, (ii) planes de descontaminación y (iii) proyectos ingresados al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) con tipologías aplicables de acuerdo con las características de la infraestructura contemplada en el presente estudio. Asimismo, se realizó un análisis de modalidad de ingreso al SEIA, tiempos de tramitación y elementos sensibles para estimación de plazos.

Respecto a las áreas colocadas bajo protección oficial y/o áreas protegidas, los principales hallazgos identificados corresponden al traslape del trazado con el Sitio Prioritario Desierto Florido, lo cual podría implicar tipología de ingreso EIA o DIA por literal d) del artículo 11 de la Ley 19.300 del MMA.

En cuanto al Catastro Vegetacional de CONAF⁶¹, se identificaron parches de bosque nativo asociados a vegetación ribereña del Río Huasco, lo cual debiese corroborarse en terreno si es que pueden verse afectados por las obras del caso de estudio durante las campañas de línea base en la evaluación ambiental. De este modo, será posible además verificar la aplicabilidad de Permisos Ambientales Sectoriales (PAS) asociados a vegetación en caso de elección del trazado, tales como el PAS 148, 151 y 153.

Según la CONADI, el trazado no se encontraría próximo a “Áreas de Desarrollo Indígena”. No obstante, se identificaron comunidades y asociaciones indígenas en las comunas por donde se emplaza el trazado del sistema de impulsión, para lo cual se debe considerar que, en el caso de las comunidades, la dirección declarada por ellos corresponde al punto de encuentro, lo que puede significar que, en caso de actividades tradicionales, estas se pueden localizar y/o realizar en otros sectores, mientras que en el caso de las asociaciones, de acuerdo con la información disponible, no fue posible contar con las direcciones exactas para evaluar la cercanía de estas al caso de estudio, por lo que deberá profundizarse durante la etapa de evaluación ambiental. Desde el punto de vista social y comunitario, puede ser de gran interés para las comunidades y asociaciones del área participar del caso de estudio, tanto desde el punto de la evaluación ambiental como por la posibilidad de, eventualmente, obtener agua para actividades agrícolas que las propias asociaciones o comunidades pudieran estar desarrollando en el valle de Huasco. De acuerdo con lo señalado, se recomienda la implementación de un plan de relacionamiento comunitario en etapa temprana del proyecto incluyendo un foco particular en las comunidades y asociaciones indígenas del área.

⁶¹ <https://www.conaf.cl/nuestros-bosques/bosques-en-chile/catastro-vegetacional/>

Respecto a la existencia de humedales asociados a límite urbano, se identificó la presencia del humedal “Río Huasco”, el que si bien, no se encuentra declarado como un área de protección oficial para los efectos del literal p) del artículo 10 de la Ley 19.300, se debe considerar lo dispuesto en el literal s) del mismo artículo.

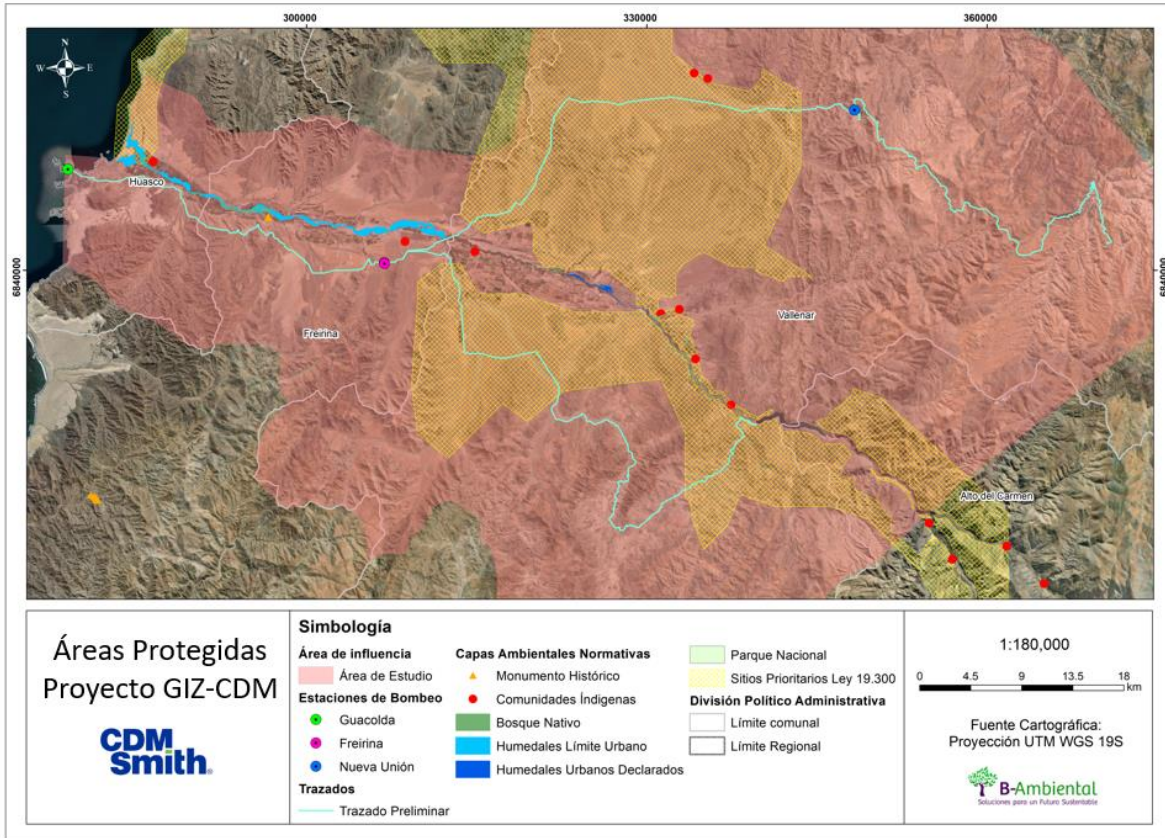


Figura 6-40 Áreas con protección oficial en la zona de estudio

En cuanto a la existencia de otros proyectos de tipologías similares en lo que respecta a la parte energética del caso de estudio, se identificaron principalmente proyectos del tipo fotovoltaico.

Dado que parte del caso del estudio cuenta con obras dentro de la comuna de Huasco, donde existe un Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental (PPDA) llamado “Plan Huasco y su zona circundante” (D.S.N°38/2017 del Ministerio del Medio Ambiente), se debe considerar que, en caso de que se llegue a concretar el desarrollo e implementación del caso de estudio, y una vez que el proyecto se encuentre con su RCA aprobada, se debe presentar un Plan de Compensación de Emisiones, lo cual implica tiempos asociados a su tramitación.

Respecto a las AMERB⁶², si bien, no son definidas como parte de las áreas colocadas bajo protección oficial con efectos en el SEA, se debe evaluar si pueden producirse potenciales impactos sobre estas áreas debido a la descarga de salmuera de la planta de desalinización.

⁶² Áreas de Manejo y Explotación de Recursos Bentónicos (AMERB)

En el área de estudio (Figura 6-41), es decir, la costa de la central Guacolda, no hay área AMERB identificadas ni zonas protegidas. Además, esta es una zona industrial donde hay presencia de embarcaciones para la descarga del carbón, y a futuro, se espera que se reconviertan las instalaciones de la central a medida que avanza el plan de descarbonización descrito en la Sección 6.1.1.2.

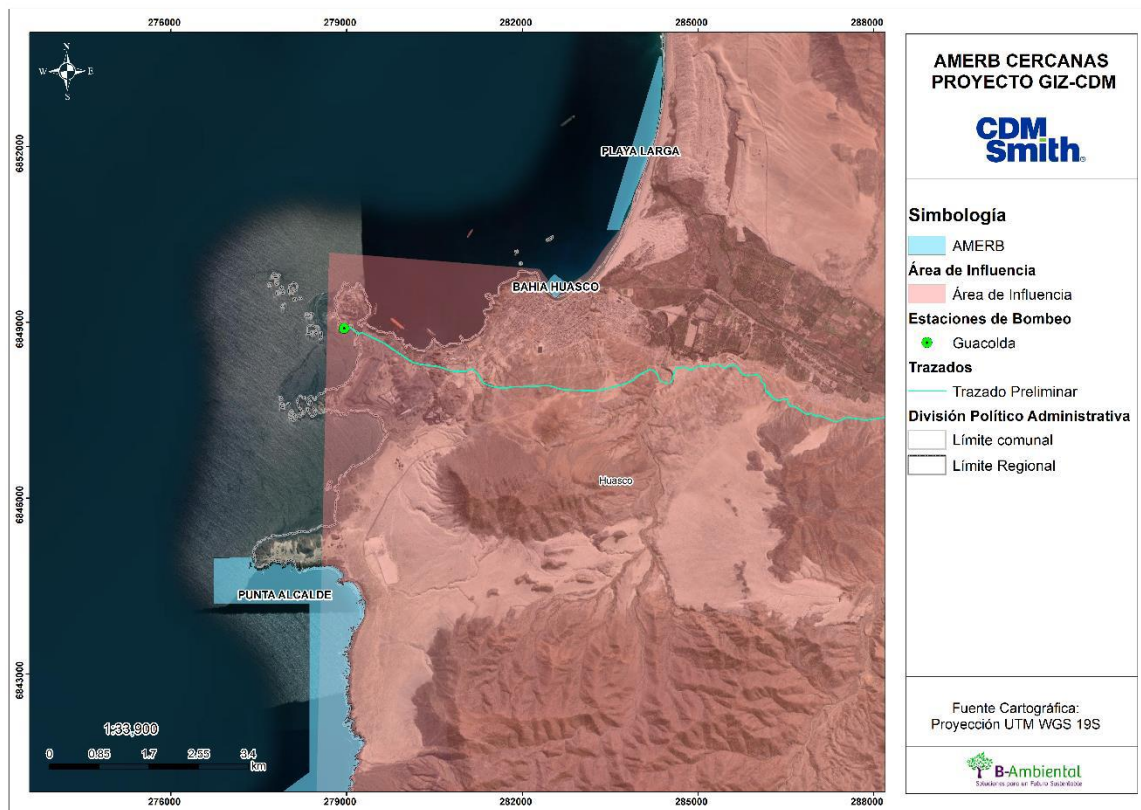


Figura 6-41 AMERB en la zona de estudio

En relación al literal de ingreso al SEIA, dadas las características del caso de estudio tanto en el ámbito hídrico como energético, le podrían ser potencialmente aplicables los literales del artículo 10 de la Ley 19.300:

- Literal a) referido *“aquellos acueductos, embalses o tranques, y sifones que deban someterse a la autoridad establecidas en el artículo 294 del Código de Aguas”*;
- Literal o.6) referido a *“Emisarios submarinos”*;
- Literal c) *“Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW”*;
- Literal b) referido *“Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones”*.

En cuanto a la modalidad de ingreso al SEIA, el proyecto definido en el caso de estudio debe tramitarse a través de un EIA, considerando que en ellas se podrían identificar potenciales impactos significativos en el medio humano, medio marino y afectación a recursos naturales producto de las obras asociadas al ducto y obras marinas⁶³. En este sentido, la tramitación ambiental de un EIA usualmente requiere de aproximadamente cuatro años para la ejecución de las líneas de base y elaboración de EIA (2 años) y tramitación del EIA en el SEIA (al menos 2 años).

Por último, respecto a elementos sensibles para la tramitación, se deben considerar los tiempos de tramitación asociados a los PAS, muchos de los cuales deben ser tramitados sectorialmente con los organismos competentes con posterioridad a la obtención de la RCA, para lo cual se debe considerar al menos entre 1 y 1,5 años desde su presentación, y en algunos casos algunos se tramitan al final del período de construcción.

Se debe considerar que los posibles impactos en áreas protegidas identificados en este análisis ambiental, deben ser analizados en profundidad en etapas posteriores de ingeniería en caso de que se concrete el desarrollo de un proyecto como el definido en el presente caso de estudio, ya que por ahora es parte de una investigación preliminar a nivel de estudio conceptual que busca analizar un modelo para un proyecto integral de agua y energía.

⁶³ Cabe mencionar que en el sector de la planta Guacolda hay registros de un sitio arqueológico según DIA en el SEIA, el cual de ser afectado y alterado por el proyecto del caso de estudio, se debería considerar otro literal de ingreso como EIA, art 11 letra f de ley 19300.

6.4 Resumen Proyecto Agua - Energía

En las siguientes figuras se presentan los costos de inversión y operación del proyecto agua-energía.

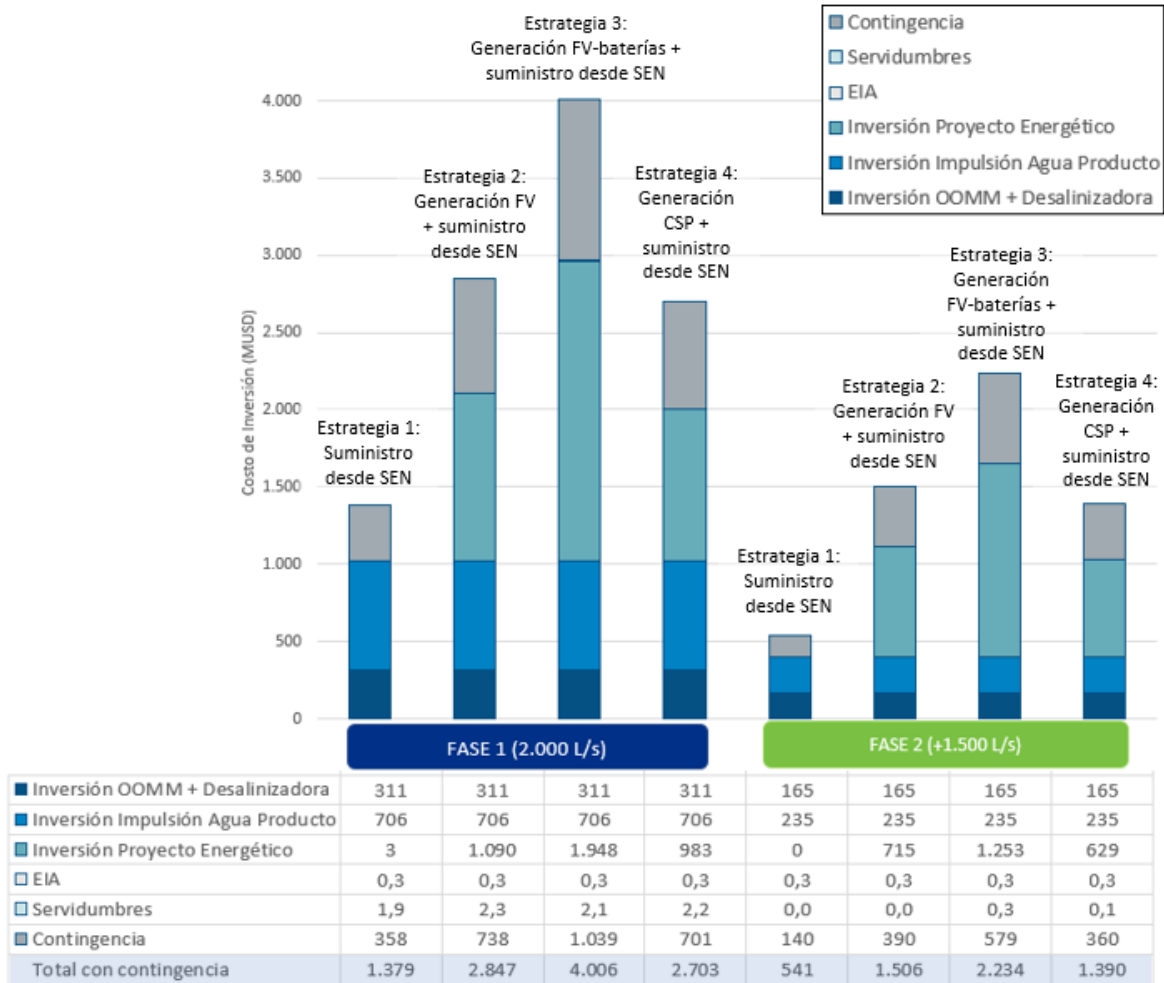
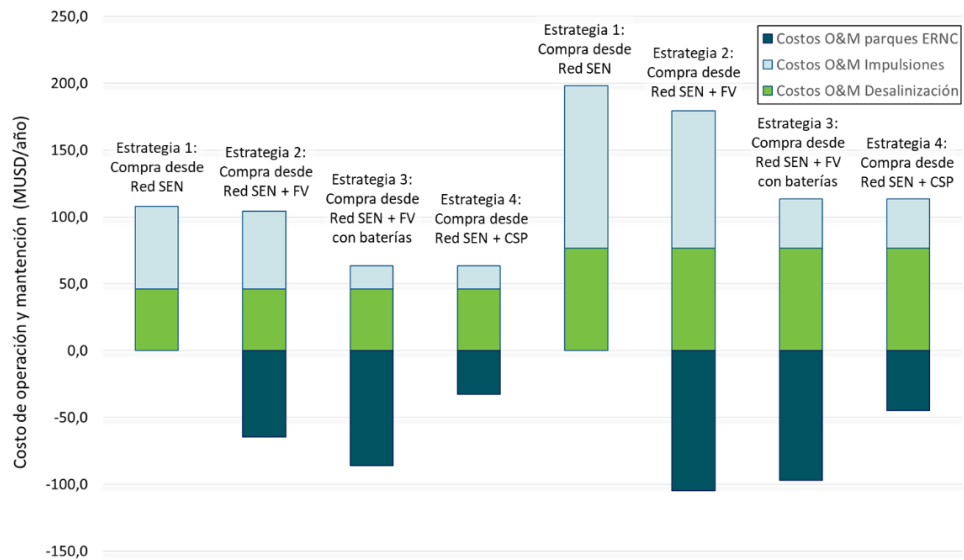


Figura 6-42 Resumen costos de inversión (en MUSD) proyecto integrado agua-energía



	FASE 1 (2.000 L/s)				FASE 2 (3.500 L/s)			
■ Costos O&M Desalinización	46,1	46,1	46,1	46,1	76,8	76,8	76,8	76,8
■ Costos O&M Impulsiones	61,7	58,0	17,3	17,3	121,3	102,7	36,8	36,8
■ Costos O&M parques ERNC	0,0	-64,5	-86,1	-32,5	0,0	-104,9	-97,1	-44,6
Total	107,9	39,6	-22,7	30,9	198,1	74,6	16,4	69,0

Figura 6-43 Resumen costos de operación y mantenimiento (en MUSD/año) proyecto integrado agua-energía

Sección 7

Modelo integrado agua y energía

7.1 Esquema de relaciones del modelo integrado

El entendimiento del presente caso de estudio aborda, por un lado, la problemática actual asociada al cambio climático y su directa afectación a la disponibilidad hídrica de las fuentes convencionales, lo que unido al aumento en el tiempo de la demanda hídrica, ya sea para el abastecimiento de agua potable de la población como para el desarrollo sustentable de los diferentes sectores económicos, ha impulsado la búsqueda de fuentes hídricas alternativas, como la desalinización, para poder satisfacer el déficit hídrico de manera sostenible. Mientras que por otro lado, también aborda los desafíos asociados a los acuerdos definidos por diferentes naciones del mundo para enfrentar los efectos del cambio climático, en donde se ha buscado promover el desarrollo y explotación de energías renovables, así como la descarbonización de las matrices energéticas para el desarrollo sustentable de los sectores económicos que requieran del suministro energético.

En la Figura 7-1 se presenta un esquema del modelo integrado de un proyecto agua-energía para el suministro hídrico de agua desalinizada, en el cual se han identificado las principales variables y actores claves, y la relación entre ellos, que inciden en su desarrollo e implementación, entre las cuales se cuenta tanto con variables técnicas propias del suministro de agua y suministro de energético, así como variables ambientales, territoriales, comunitarias, regulatorias y globales que se describen a continuación.

Modelo de agua o suministro hídrico

Según el déficit hídrico proyectado para los diferentes usuarios finales identificados, es que se obtiene un caudal de diseño para la planta desalinizadora, según el caso de estudio, con ese caudal y tipo de agua a tratar, es que se elige la mejor tecnología a utilizar y se dimensionan las diferentes obras del proyecto (obras marinas, plantas elevadoras, planta desalinizadora, estaciones de bombeo y sistema de impulsión y entrega). A partir de la definición de la infraestructura de suministro hídrico para satisfacer el caudal requerido y conociendo la ubicación, específicamente la altura de los puntos de entrega, se puede obtener la potencia de todos los equipos y componentes del sistema de suministro hídrico. Dicha potencia requerida se relaciona directamente con la demanda de energía eléctrica que necesitan los equipo y componentes del del modelo integrado de agua y energía para su funcionamiento.

El agua producto también está pensada para abastecer plantas de producción de hidrógeno verde, las cuales también requieren un aporte de energía eléctrica, que puede ser abastecida desde el SEN (mediante contratos directos con generadores de tecnologías verdes) o con sistemas *off-grid* de energía renovable.

Modelo de energía o suministro energético

Según la demanda de energía eléctrica del sistema de suministro hídrico, pueden existir diferentes opciones para la entrega de energía renovable, las cuales dependen principalmente de las condiciones y potencial existente en la zona de estudio. En el presente caso de estudio, el cual considera la cuenca del Río Huasco, se asumieron cuatro (4) posibles estrategias de suministro energético, mencionadas a continuación y descritas en la sección 6.2 del presente informe:

- Estrategia 1: Suministro de electricidad desde el SEN;
- Estrategia 2: Generación energía fotovoltaica y suministro desde el SEN;
- Estrategia 3: Generación energía fotovoltaica con almacenamiento y suministro desde el SEN;
- Estrategia 4: Generación energía concentración solar de potencia y suministro desde el SEN.

Por otra parte se establece una relación directamente entre el proyecto agua-energía con las generadoras de ERNC, de manera tal de establecer contratos de compraventa de energía para el suministro eléctrico de las instalaciones contempladas en el proyecto agua, haciendo uso de las líneas de transmisión del SEN.

Modelo Integrado de Agua y Energía

Las obras que conforman ambos proyectos del modelo integrado afectan directamente al CAPEX y OPEX requeridos para la posterior estimación del costo unitario de producción de agua producto. Este costo se ve afectado por el valor de los precios de los bienes y servicios requeridos para la ejecución y operación de los proyectos, los que varían de acuerdo con las condicionantes inflacionarias nacionales y extranjeras. Finalmente, en conjunto los proyectos de Agua y Energía afectarán directamente en la tarifa del usuario o cliente final, dependiendo ésta de todas las variables mencionadas anteriormente.

Organismos Públicos y Marco Regulatorio

Las entidades públicas se relacionan con los distintos sectores económicos a nivel nacional y local, por lo que se han incorporado en el el esquema de relaciones los temas asociados a regulación y fiscalización sectorial, siendo la regulación de medio ambiente una de las más importantes en este tipo de iniciativas, ya que resulta clave para que los proyectos de este tipo se ejecuten y operen de forma exitosa, en armonía con el medio ambiente y las comunidades, así como en concordancia con las legislación y normativas específicas de cada sector (ordenamiento territorial regional y local, recursos hídricos, sanitario, energético, agrícola, minero, industrial, etc.).

Adicionalmente, el estado, a través de las entidades públicas que lo componen, puede promover este tipo de inversiones, por medio de diferentes mecanismos de asociaciones público-privadas, dentro de los cuales se cuentan con los sistemas de concesiones, aportes financieros o subsidios a la inversión, o subsidios directos (universal o focalizado) a los usuarios finales, como puede ser el caso de los consumidores de agua potable de comunidades rurales o urbanas, de manera tal de disminuir el valor final a pagar de dichos clientes.

Aspectos Externos

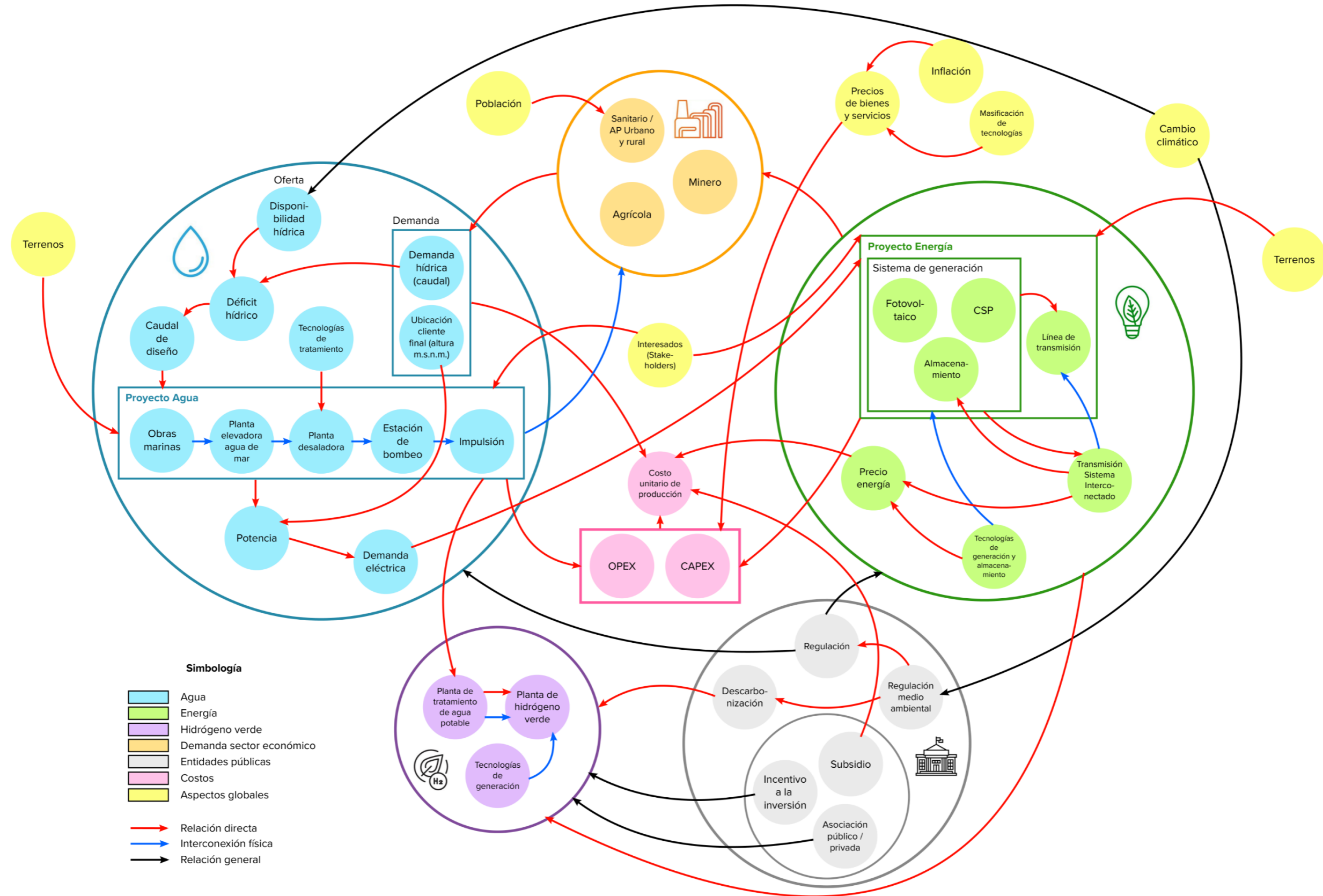
Dentro de los aspectos externos que se relacionan directamente con el tamaño del proyecto se encuentra el aumento de la población, que impacta directamente a la demanda de recursos hídricos para saneamiento e indirectamente a la demanda para riego. En tanto los efectos del cambio climático tienen un efecto importante sobre la oferta de recursos hídricos superficiales y subterráneos a nivel continental, tanto en términos de cantidad como de calidad.

Por otra parte, los costos de inversión y operación del proyecto se ven afectados por los costos de bienes, insumos y servicios debido a los efectos inflacionarios producidos por diversas condiciones a nivel nacional e internacional, así como por los efectos de la maduración y masificación de las tecnologías, tanto para la componente hídrica como la componente energética.

En la Figura 7-1 se presenta un esquema con las interacciones y/o relaciones de las diferentes variables que afectan el desarrollo de un proyecto integral de agua y energía. De acuerdo con la simbología, en color azul se encuentra el sector hídrico, en color verde el sector energético, en morado el sector de hidrógeno verde, en naranja algunos de los sectores económicos relevantes para este tipo de proyectos, en gris el sector público, en amarillo los aspectos globales, y en rosado los costos de un proyecto integrado, donde se encuentra el resultado final del modelo integral que es determinar el costo unitario de producción de agua producto por tipo de usuario final.

Algunas de las relaciones fundamentales del modelo son:

- A mayor demanda de agua, en este caso de agua desalinizada, mayor será el consumo de energía (en general) debido al aumento de la potencia requerida para el funcionamiento de la componente hídrica del modelo;
- A mayor altura geográfica del usuario final, mayor será el consumo de energía debido al aumento de la potencia requerida para el funcionamiento del sistema de impulsión;
- A mayor demanda de agua y a mayor altura geográfica del usuario final, mayor será el costo unitario y, por lo tanto, mayor será el costo unitario de producción de agua producto imputable a ese usuario final.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 7-1 Esquema del modelo integrado para el Proyecto Agua-Energía.

7.2 Costos unitarios de agua producto

Con el objetivo de obtener los costos unitarios de producción de agua desalinizada asociados a cada punto de entrega se ha desarrollado un modelo integrado para el proyecto agua-energía. La información de entrada del modelo corresponde a los costos de inversión y operación, integrando los requerimientos de suministro hídrico y suministro energético, los cuales se encuentran detallados en la Figura 6-42 y Figura 6-43 (Sección 6.4) respectivamente.

Adicionalmente, para obtener los costos unitarios de producción se consideran los siguientes aspectos:

- Programación: se considera la planificación presentada en la siguiente figura:



Figura 7-2 Programación de las obras

- Factores económicos: de acuerdo con la experiencia del consultor se considera una tasa de descuento del capital del 8%, y una tasa de inflación media anual del 3% (Ref. [124]).
- Reposición de activos: se considera la reposición de equipos mecánicos el año 2040 y 2050, y de equipos eléctricos el año 2045.

La proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 – 2058 se obtiene considerando que la inversión se realiza en un periodo de cuatro años, la distribución del desembolso se presenta en la Tabla 7-1. Además, se considera una contingencia del 35% sobre los costos de inversión (Sección 6.1.2.1).

Tabla 7-1 Distribución del desembolso

Distribución del porcentaje de desembolso				
Año	1	2	3	4
Inversión	20%	30%	30%	20%

En las siguientes figuras se presenta la proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 – 2058 para cada estrategia de suministro de energía. Siguiendo la planificación presentada en la Figura 7-2, se observa el periodo de constitución de servidumbres y estudios de impacto ambiental durante el periodo 2023 a 2027, seguido por la construcción de las obras pertenecientes a Fase 1 (Obras marinas, desalinizadora, impulsiones, líneas de transmisión y parques fotovoltaico/CSP) durante el periodo 2027 a 2030. La Fase 1 de operación del proyecto agua-energía comienza en el año 2030 y se extiende hasta el 2050 cuando entran en operación las obras de expansión construidas en la Fase 2. La etapa de construcción de dichas obras se considera para el periodo 2046 a 2049.

Se destaca que en el caso de los escenarios con generación de energía renovable se observa una ganancia por venta de energía, la cual fue obtenida realizando un balance entre la energía generada, consumida y el excedente, el detalle se presenta en la Sección 6.2.

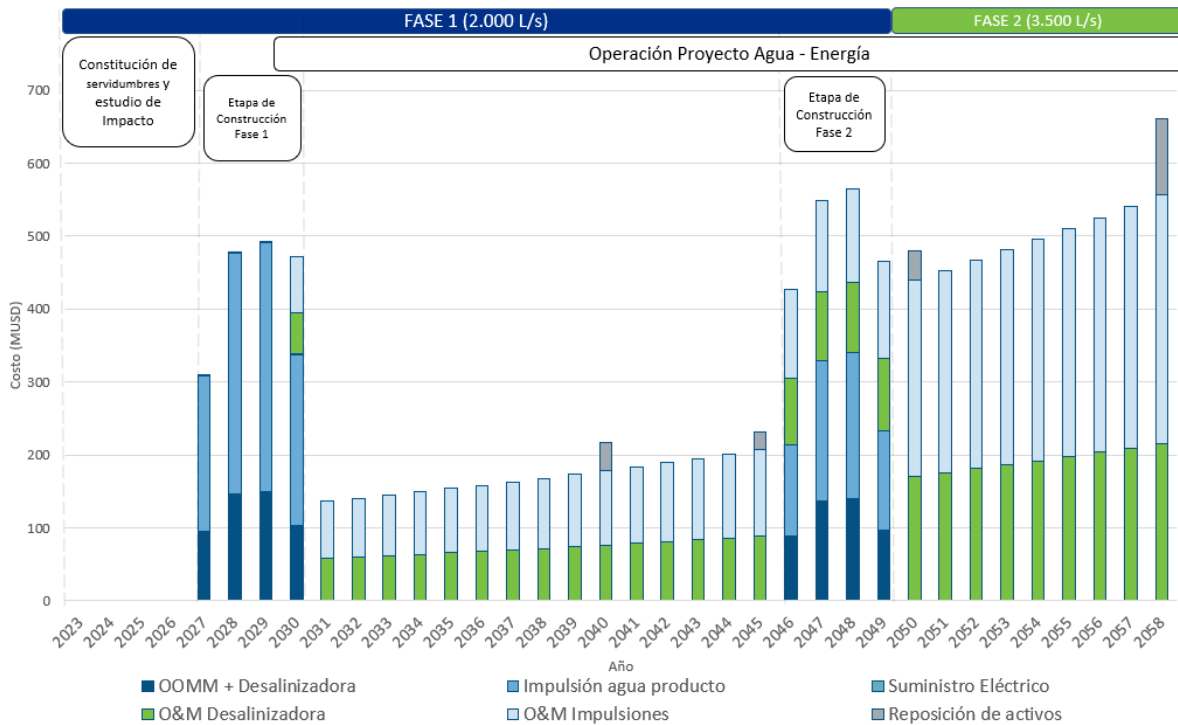


Figura 7-3 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 – 2058. Estrategia 1: Suministro desde SEN

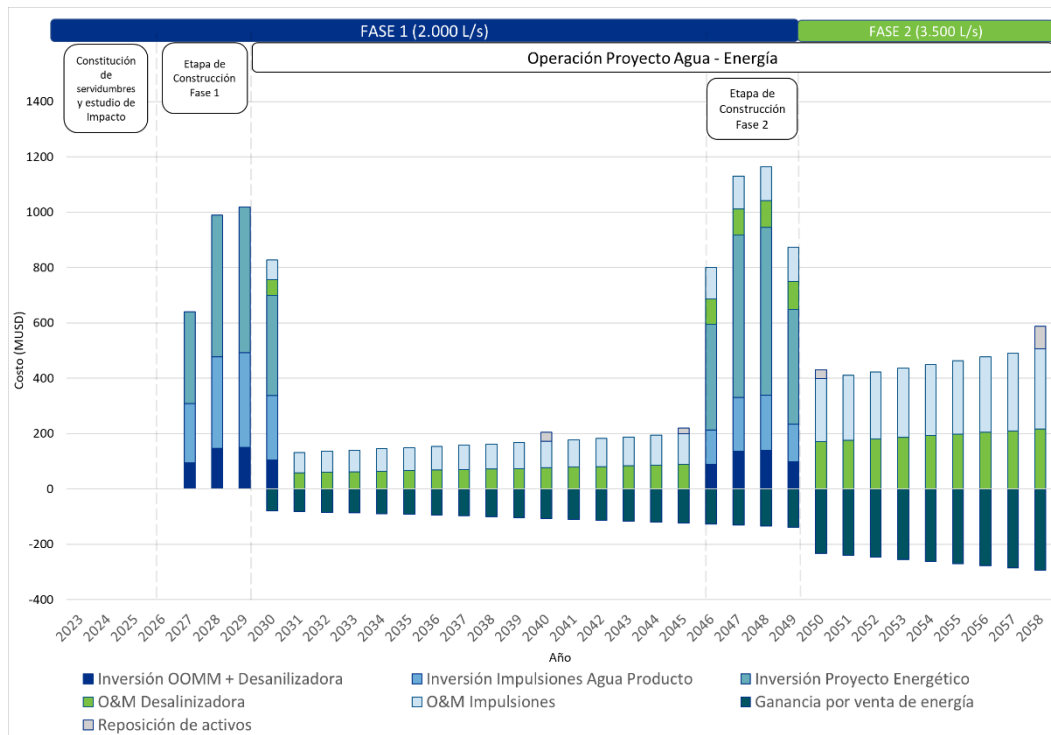


Figura 7-4 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 – 2058 Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN

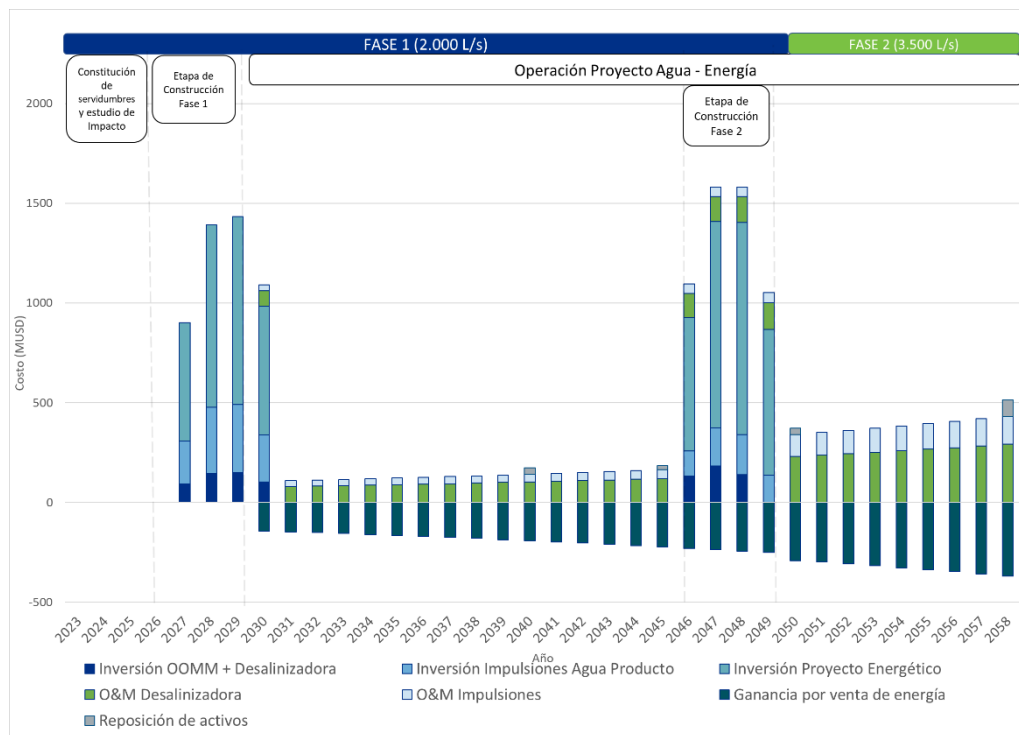


Figura 7-5 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 – 2058 Estrategia 3: Generación FV con Almacenamiento + suministro desde SEN

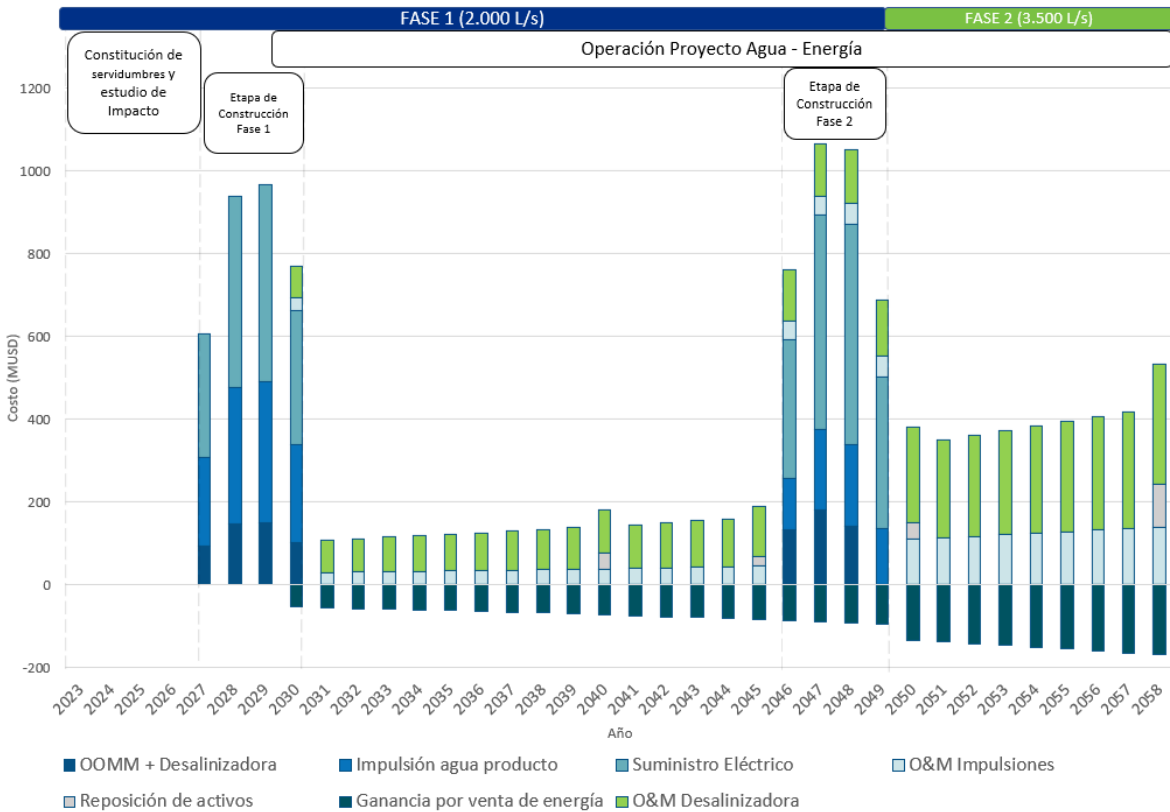


Figura 7-6 Proyección de gastos anuales a lo largo del periodo 2023 – 2058 Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN

Utilizando la proyección de los costos anuales y una tasa de descuento del capital de 8%, se obtiene el Valor Presente de Costos (VPC). Luego, utilizando este valor y la producción de agua se obtiene el costo unitario de producción en USD/m³. La producción de agua corresponde a 60 millones de m³ durante fase 1 (2030-2049) y 120 millones de m³ en fase 2 (2050-2058) aproximadamente.

Costos unitarios medios de producción de agua producto (con contingencia)

La siguiente tabla presenta en el Valor Presente de Costos (VPC) y el costo unitario medio de producción de agua producto (USD/m³) para cada escenario de suministro de energía. Es importante destacar que el costo presentado no corresponde al precio final de compra al que accederán los consumidores, sino que al de producción⁶⁴.

Tabla 7-2 Costos unitarios medios de producción y valor presente de los costos (VPC) del modelo de agua-energía para cada estrategia de suministro – caso con contingencia

Costos con contingencia	Estrategia 1: Suministro desde SEN	Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN	Estrategia 3: Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN
VPC (MUSD)	2.698	3.228	3.638	2.988
Costo unitario Producción (USD/m ³)	5,6	6,7	7,5	6,2
Producción de agua Fase 2 (L/s)	3.500			

Nota: Costos unitarios y VPC obtenidos para el caso base (sin considerar entregas).

Adicionalmente, en la siguiente figura se presentan los costos de inversión total (Fase 1 + Fase 2), costos de operación total (OPEX Fase 1 y Fase 2) y el costo unitario de producción (USD/m³) para cada escenario de suministro de energía.

Se observa que en el caso de la estrategia 1 (suministro desde el SEN) el 60% del costo unitario es debido a la compra de energía, por lo que es relevante evaluar diferentes configuraciones de contratos para el suministro eléctrico que permitan minimizar el costo de producción y distribución de agua desalinizada, aprovechando al mismo tiempo los períodos de menor demanda eléctrica y por tanto de menores costos. Por otro lado, en las estrategias que consideran generación de energía, los costos de inversión son el ítem que genera mayor impacto en el costo unitario, por lo cual, en etapas posteriores de desarrollo se debería realizar una optimización del sistema de suministro eléctrico para obtener el tamaño y configuración ideal de las plantas de generación de energía renovable.

Bajo los supuestos considerados en este caso de estudio, se observa que los costos unitarios de producción estimados indican que la alternativa más conveniente en términos económicos corresponde a la estrategia 1 (suministro SEN), con 5,6 USD/m³, mientras que la menos conveniente en términos económicos corresponde al suministro mediante generación de energía solar con baterías (Generación FV con baterías + suministro SEN), la cual tiene un costo de 7,5 USD/m³.

⁶⁴ Los procedimientos para la determinación de las tarifas de agua potable, recolección y tratamiento de aguas servidas se encuentran fijados en el Decreto con Fuerza de Ley N° 70 del año 1988 del Ministerio de Obras Públicas (DFL N° 70) y por el Reglamento de este cuerpo legal fijado por el Decreto Supremo N° 453 del año 1990 del Ministerio de Obras Públicas (DS N° 453) (Ref. [88]).

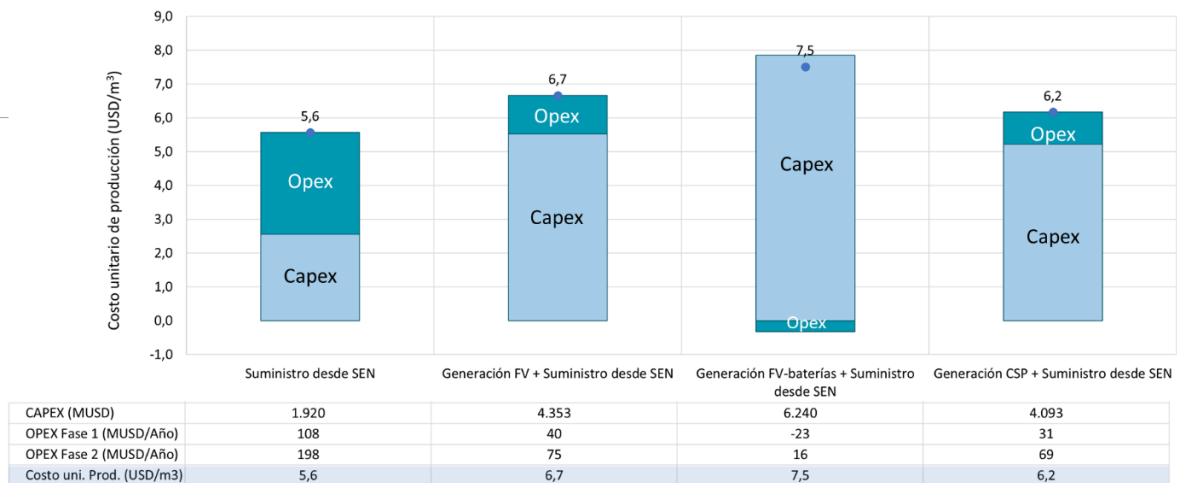


Figura 7-7 Costos de inversión (MUSD), operación (MUSD/año) y unitario de producción de agua producto (USD/m³) del modelo de agua-energía para cada estrategia de suministro

Distribución de costo unitario de producción por punto de entrega y tipo de usuario

El proyecto agua-energía de este caso de estudio considera siete puntos de entrega, cada uno con un caudal particular. En la siguiente tabla se presentan los puntos de entrega, cliente y caudal asociado, además de la altura en del punto de entrega.

Tabla 7-3 Cliente, caudal, altura y ubicación de puntos de entrega.

Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal Fase 2	Altura
			(L/s)	(msnm)
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	22	37
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,8	65
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,8	199
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	12	220
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,7	307
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	159	495
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	1.654	1.006
Entrega N°7	Agua para minería	Nueva Unión	1.650	2.177
Caudal impulsado Total			3.500	-

Con el objetivo de diferenciar los costos unitarios de producción por cada punto de entrega (usuario final) se realiza la distribución de los costos de inversión y operacionales de los modelos de agua y energía. En el caso de las obras hidráulicas, la distribución se realiza en función del caudal, tal como se presenta en la siguiente figura.

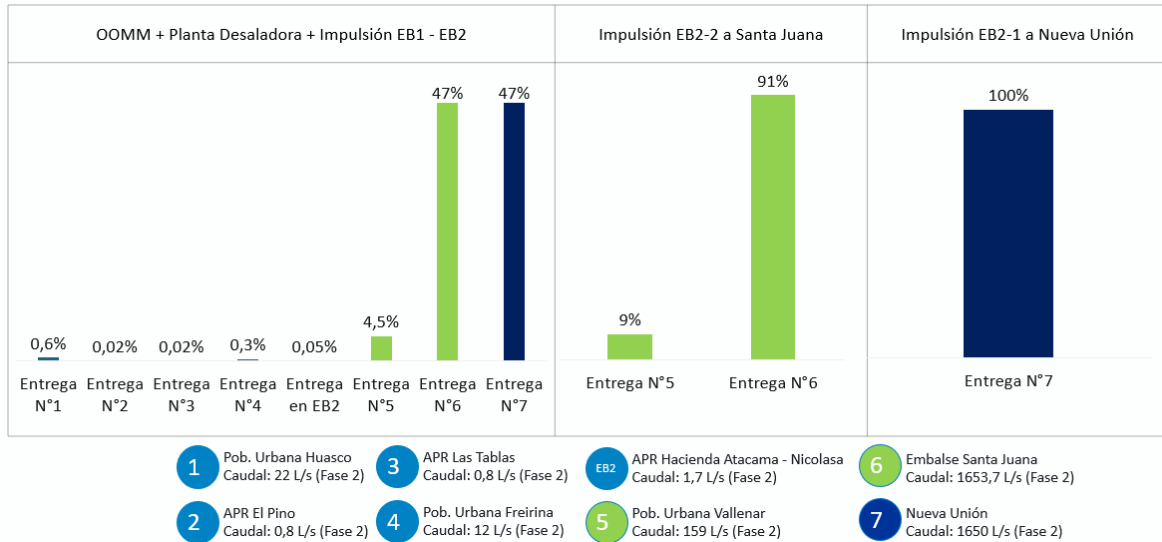


Figura 7-8 Distribución de costos obras modelo hidráulico.

Por otro lado, la Figura 7-9 presenta el caso de las obras del modelo energético, en donde la distribución se realiza considerando el caudal y la altura de elevación (potencia hidráulica).

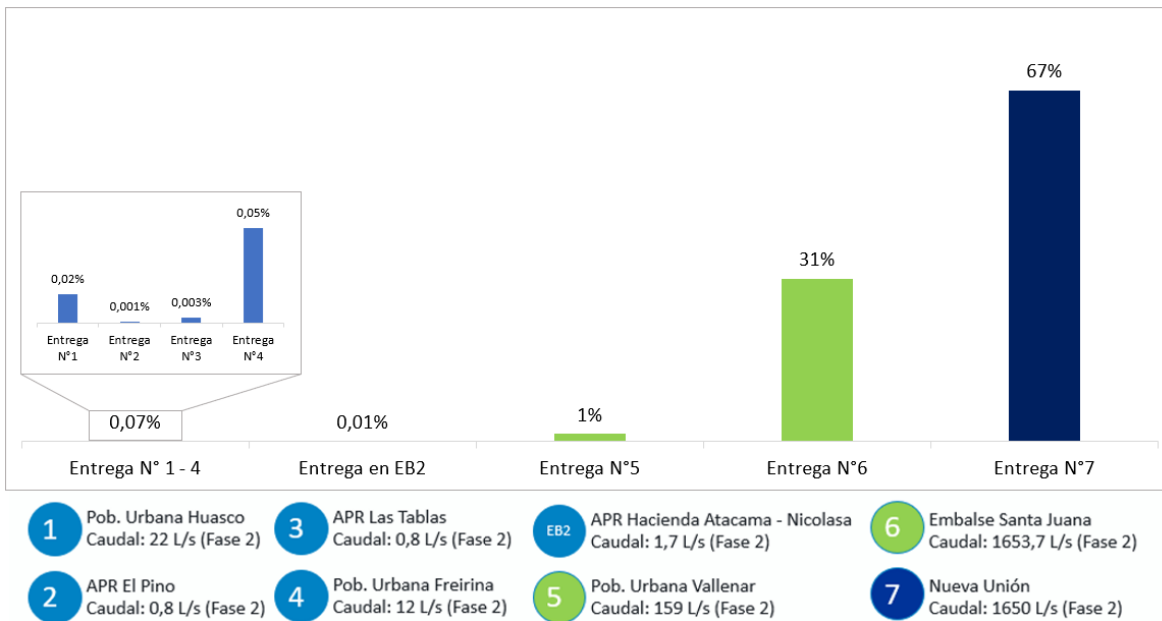


Figura 7-9 Distribución de costos obras modelo energía por potencia hidráulica.

La distribución de los costos detallada anteriormente se refleja en la proyección de gastos anuales, y por consiguiente, en el cálculo del Valor Presente de Costos (VPC). La Figura 7-10 presenta a modo de ejemplo la distribución del VPC por punto de entrega y tipo de cliente para la estrategia 1: suministro desde SEN. Se observa que los costos relacionados con los clientes agrícola y minero (embalse Santa Juana y Nueva Unión) corresponden al 35% y 62% del total, respectivamente.

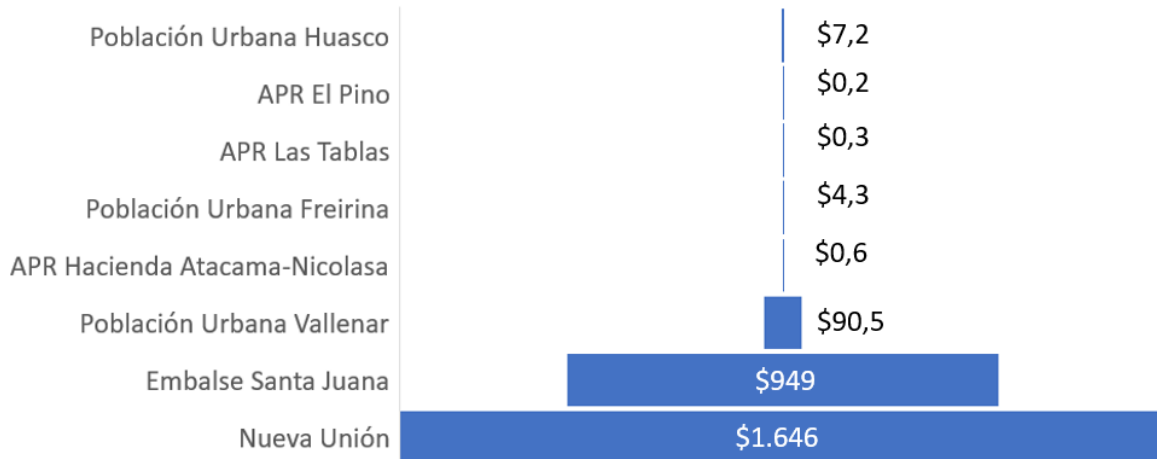


Figura 7-10 Distribución del valor presente de los costos (VPC) en MUSD por punto de entrega y tipo de cliente Estrategia 1: suministro desde SEN

El cálculo de los costos unitarios de producción (USD/m³) se realiza utilizando el valor presente de los costos y la producción de agua (en Mm³/año) para cada punto de entrega. Las siguientes tablas presentan los costos unitarios obtenidos para los casos con y sin contingencia. Se observa la distribución del valor presente de los costos y de los costos unitarios de producción de acuerdo con el caudal y ubicación del punto de entrega.

Los costos unitarios estimados permiten concluir que a medida que el punto de entrega se ubica en una zona a mayor distancia y elevación de la planta desalinizadora, aumenta el costo unitario de producción del agua producto. De la misma forma, a medida que aumenta el caudal demandado por el punto de entrega, los costos de producción también aumentan.

Es importante destacar que el costo presentado no corresponde al precio final de compra al que accederán los consumidores (tarifa), sino que al de producción.

Tabla 7-4 Costos unitarios por punto de entrega y tipo de cliente

Características / Estrategia de suministro					Estrategia 1: Suministro desde SEN		Estrategia 2: Generación FV + suministro SEN	
Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal total (L/s)	Altura (m.s.n.m)	VPC (MUSD)	Costo uni. Prod. (USD/m ³)	VPC (MUSD)	Costo uni. Prod. (USD/m ³)
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	22	37	7,2	1,6	7,9	1,8
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,8	65	0,2	1,5	0,2	1,7
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,8	199	0,3	1,7	0,3	1,9
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	12	220	4,3	1,7	4,7	1,9
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,7	307	0,6	1,8	0,6	2,0
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	159	495	90	3,2	99	3,5
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	1.654	1.006	949	4,4	1.042	4,9
Entrega N°7	Agua para minería	Nueva Unión	1.650	2.177	1.646	7,1	2.073	8,9
Total					2.698	-	3.228	-

Tabla 7-5 Costos unitarios por punto de entrega y tipo de cliente

Características / Estrategia de suministro					Estrategia 3: Generación FV-baterías + suministro SEN		Estrategia 4: Generación CSP + suministro SEN	
Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal total (L/s)	Altura (m.s.n.m)	VPC (MUSD)	Costo uni. Prod. (USD/m ³)	VPC (MUSD)	Costo uni. Prod. (USD/m ³)
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	22	37	8,1	1,8	7,8	1,7
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,8	65	0,2	1,7	0,2	1,7
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,8	199	0,3	1,9	0,3	1,8
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	12	220	4,8	2,0	4,6	1,9
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,7	307	0,7	2,0	0,6	1,9
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	159	495	103	3,7	96	3,4
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	1.654	1.006	1.109	5,2	976	4,6
Entrega N°7	Agua para minería	Nueva Unión	1.650	2.177	2.412	10,3	1.902	8,2
Total					3.638	-	2.988	-

En las siguientes figuras se ilustra el costo unitario de producción y la ubicación de cada uno de los puntos de entrega considerados en el caso de estudio.

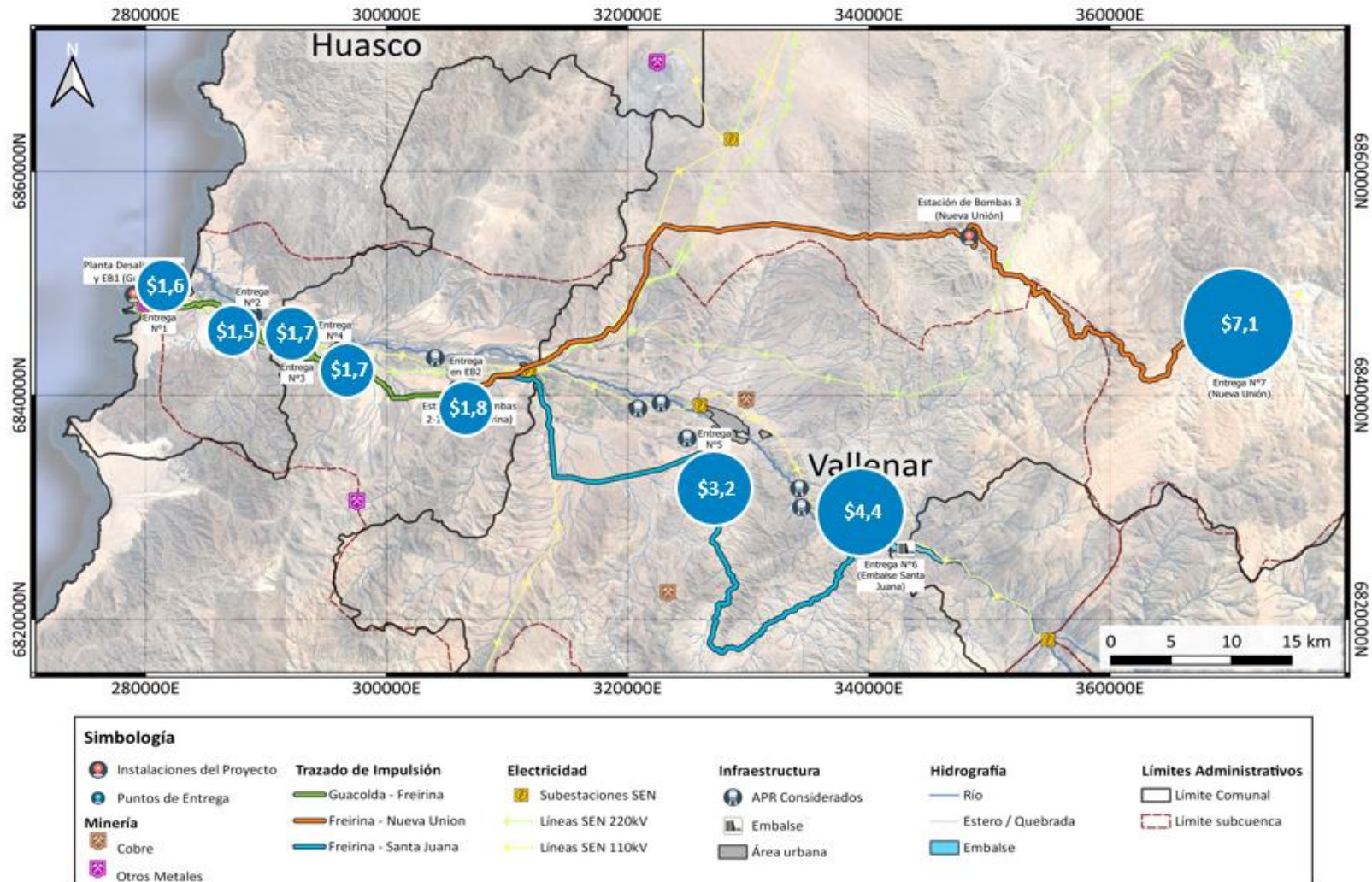
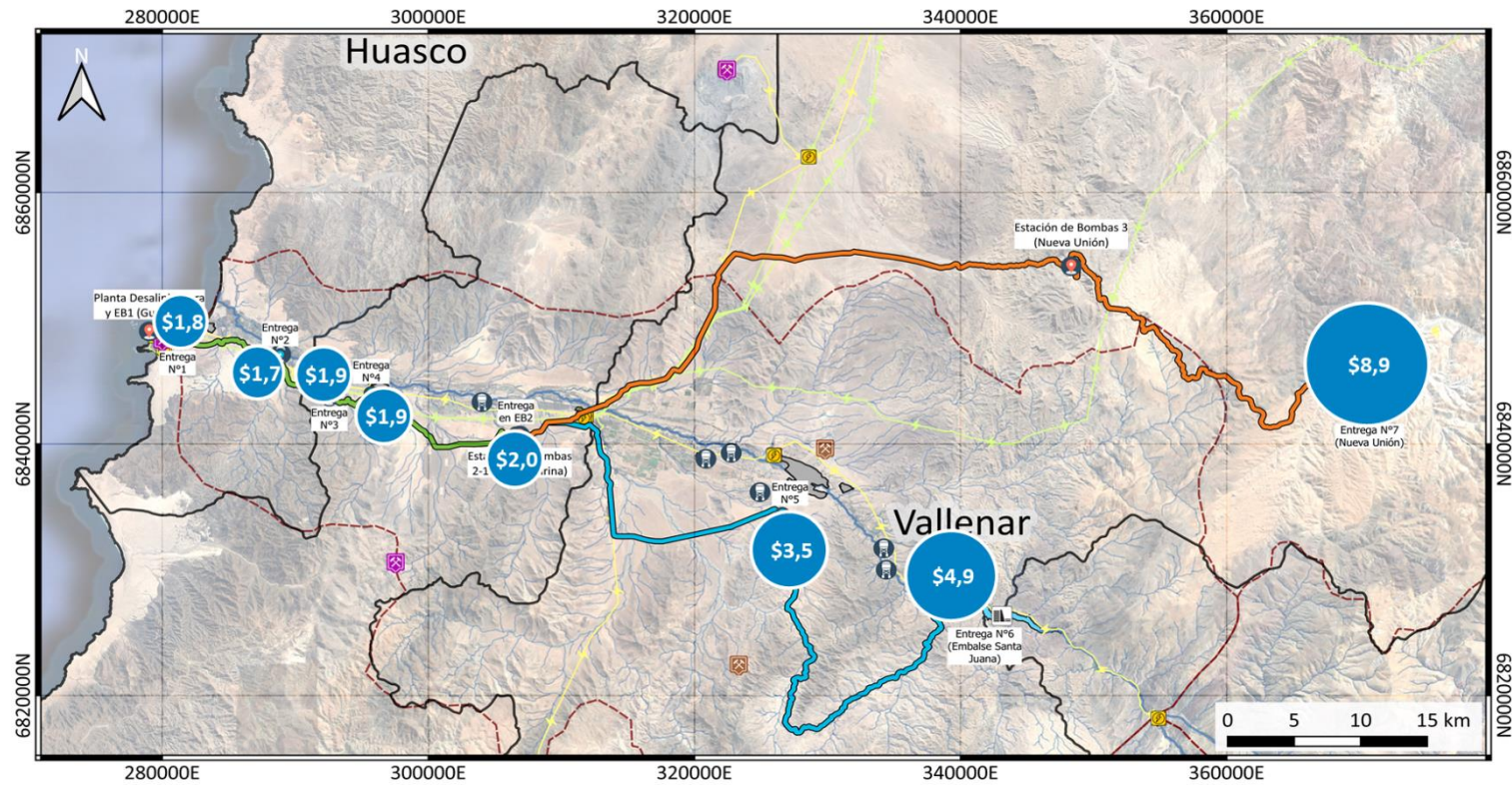
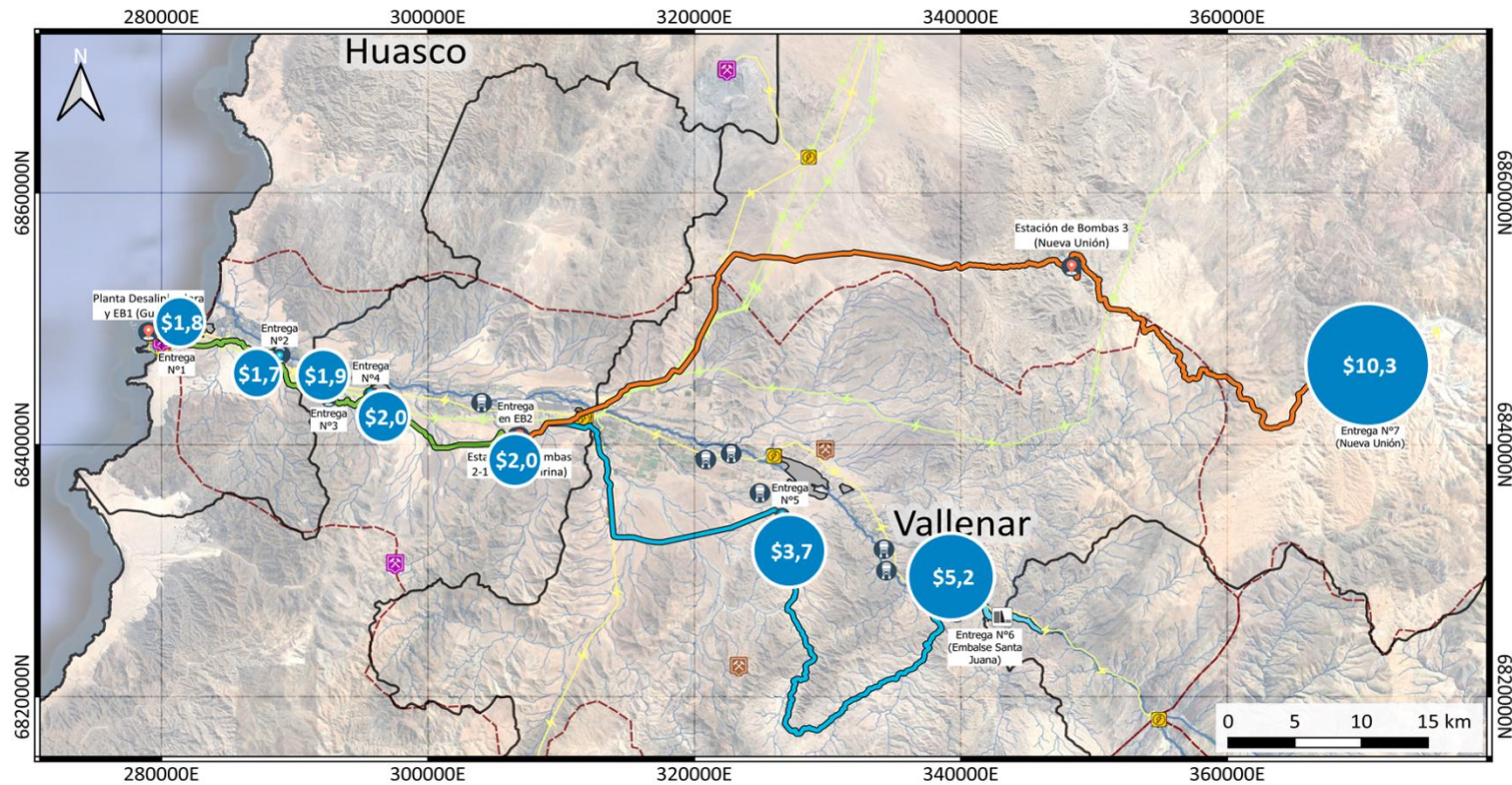


Figura 7-11 Costos unitarios (USD/m³) Estrategia 1: Suministro desde SEN



Simbología					
	Trazado de Impulsión	Electricidad	Infraestructura	Hidrografía	Límites Administrativos
Minería					

Figura 7-12 Costos unitarios caso (USD/m³) Estrategia 2: Generación FV + Suministro desde SEN



Simbología					
Instalaciones del Proyecto	Trazado de Impulsión	Electricidad	Infraestructura	Hidrografía	Límites Administrativos
Puntos de Entrega	Guacolda - Freirina	Subestaciones SEN	APR Considerados	Río	Límite Comunal
Minería	Freirina - Nueva Union	Líneas SEN 220kV	Embalse	Estero / Quebrada	Límite subcuenca
Cobre	Freirina - Santa Juana	Líneas SEN 110kV	Área urbana	Embalse	
Otros Metales					

Figura 7-13 Costos unitarios (USD/m³) Estrategia 3: Generación FV con Almacenamiento + Suministro desde SEN

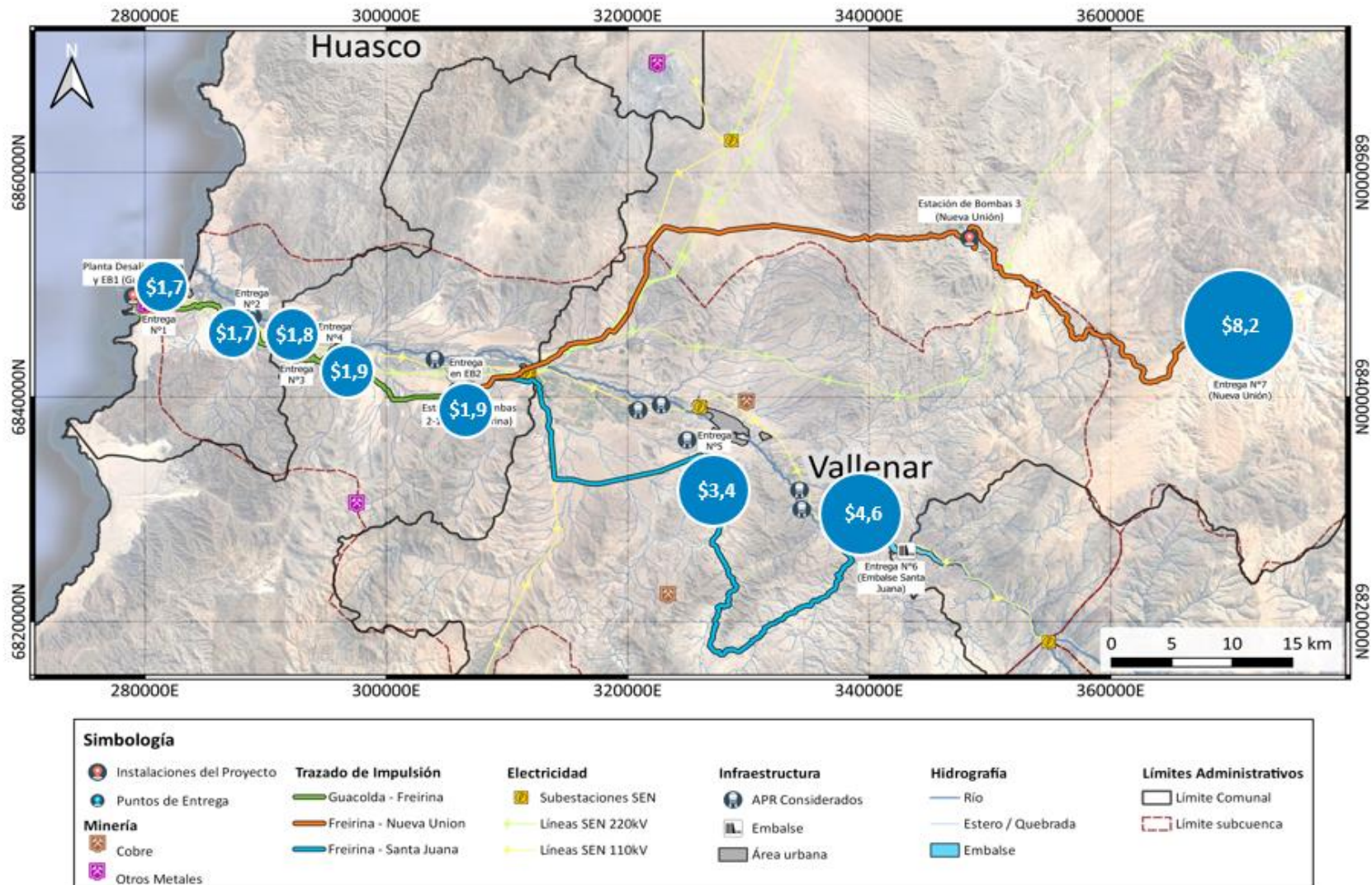


Figura 7-14 Costos unitarios (USD/m³) Estrategia 4: Generación CSP + Suministro desde SEN

7.3 Costos unitarios – Escenarios de demanda

Se consideran dos escenarios alternativos variando los valores originales de demanda hídrica de acuerdo con los valores que se presentan en la Tabla 7-6. El Escenario 1 considera la realización del modelo agua-energía sin el cliente minero, es decir, el embalse Santa Juana como cliente principal, con una demanda en fase 2 de 1.804 L/s. Por otro lado, el Escenario 2 considera la realización del modelo agua-energía sin el cliente agrícola y con cliente principal el sector minero (Nueva Unión), con una demanda en fase 2 de 1.713 L/s.

Tabla 7-6 Escenarios alternativos de demanda analizados.

Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Escenario 1		Escenario 2	
			Caudal Fase 1	Caudal Fase 2	Caudal Fase 1	Caudal Fase 2
			(L/s)	(L/s)	(L/s)	(L/s)
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	20	22	20	22
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,5	0,8	0,5	0,8
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,7	0,8	0,7	0,8
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	11	12	11	12
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,4	1,7	1,4	1,7
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	159	159	-	-
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	807	1.804	-	-
Entrega N°7	Agua para minería	Nueva Unión	-	-	966	1.713
Total			1.000	2.000	1.000	1.750

7.3.1 Escenario 1 – Modelo sin cliente minero y cliente agrícola como principal

El cálculo de los costos de inversión para el Escenario 1 se realiza considerando los siguientes supuestos:

- Obras Marinas:

Tabla 7-7 Dimensionamiento de obras marinas del proyecto. Escenario 1

Operación	Parámetro	Captación	Descarga
Fase 1-2	Caudal	4,65 m ³ /s	2,65 m ³ /s
	Número de tuberías	1	1
	Diámetro tuberías	1.800 mm	1.400 mm
	Otros componentes	1 torre de captación	1 difusor

Fuente: Elaboración propia

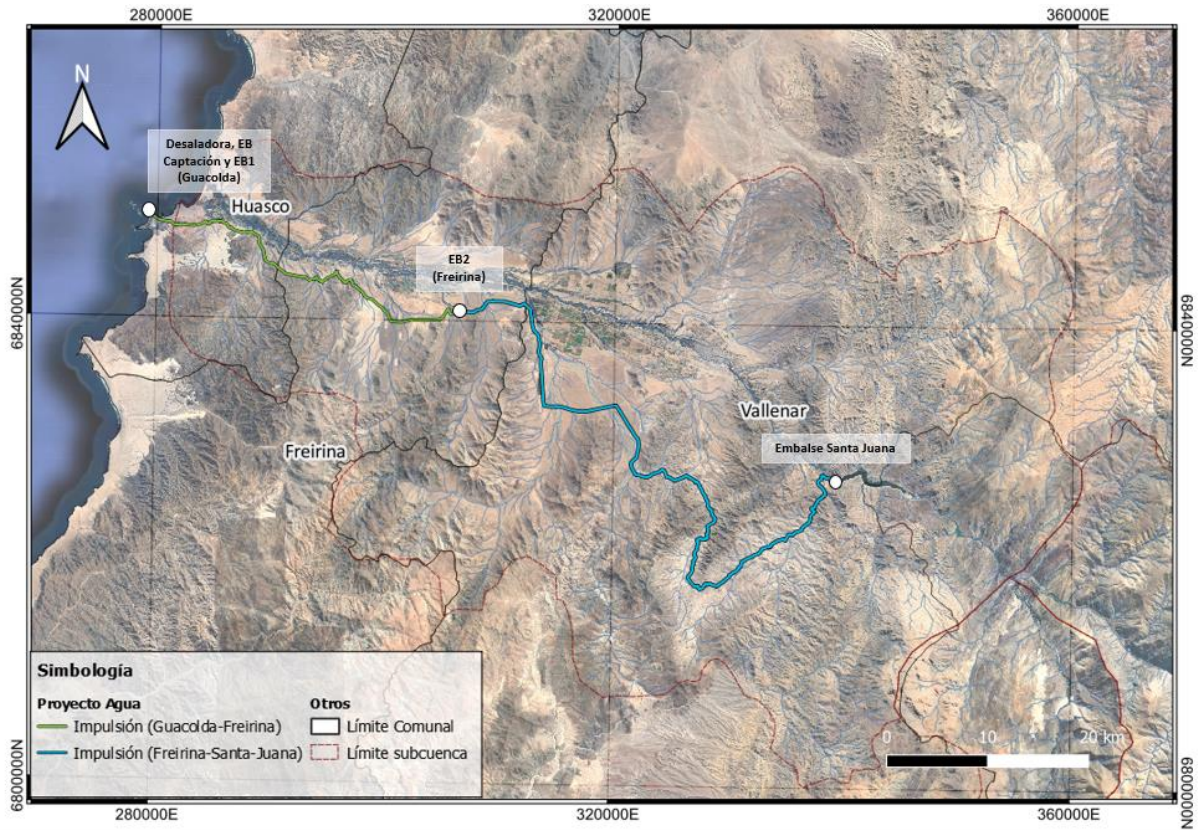
- Planta Desalinizadora: En el diseño conceptual de la planta desalinizadora, se consideran cuatro (4) racks de osmosis inversa de capacidad de 250 L/s de agua producto, los cuales aseguran la producción de 1.000 L/s para la primera fase del proyecto. Para la segunda fase, se consideró la adición de 4 racks que cubrirán el aumento de 1.000 L/s de agua producto, contando en total con ocho (8) racks.
- Impulsión: la impulsión proyectada consiste en una conducción que, mediante estaciones de bombeo (EB), impulsa el agua producto de la planta desalinizadora hacia los diferentes puntos de entrega del proyecto. Se diseña para transportar 1.000 L/s en la primera fase y 2.000 L/s en la segunda, mediante una tubería de acero al carbono revestida.

El trazado se divide en dos (2) tramos, tal como se observa en la Figura 7-15. El primer tramo (en color verde) se extiende entre la estación de bombeo ubicada a la salida de la planta desalinizadora (EB1) y la comuna de Freirina, donde se ubica la estación de bombeo EB2. Desde este punto, el agua es impulsada hacia el embalse Santa Juana (tramo en color celeste).

Adicionalmente, en la Tabla 7-8 se presentan los principales parámetros hidráulicos para cada tramo.

Tabla 7-8 Principales parámetros hidráulicos. Escenario 1

Parámetro	Unidad	Impulsión EB1 a EB2	Impulsión EB3 a Santa Juana
		Valor	Valor
Caudal	L/s	2.000	1.804
Diámetro nominal (DN)	Pulg.	46	46



Fuente: Elaboración propia.

Figura 7-15 Trazado de impulsión. Escenario 1

- Suministro de energía: el suministro requerido se obtiene mediante el consumo estimado de los quipos principales (estaciones de bombeo y planta desalinizadora). A continuación, en la Tabla 7-9 se presenta un cuadro resumen de todas las potencias de los componentes principales del proyecto del Escenario 1.

Tabla 7-9 Resumen estimación de potencia instalada. Escenario 1

Componente	Altura geométrica msnm	Fase 1		Fase 2	
		Caudal	Potencia	Caudal	Potencia
		L/s	MW	L/s	MW
EB Captación	14	4.651	1	-	-
Desalinizadora	12	1.000	13,9	2.000	28
EB1	304	1.000	8	2.000	14
EB2	700	807	17,5	1.804	30

A continuación, se detallan los costos de inversión, operación y unitarios para el Escenario 1 (modelo sin cliente minero).

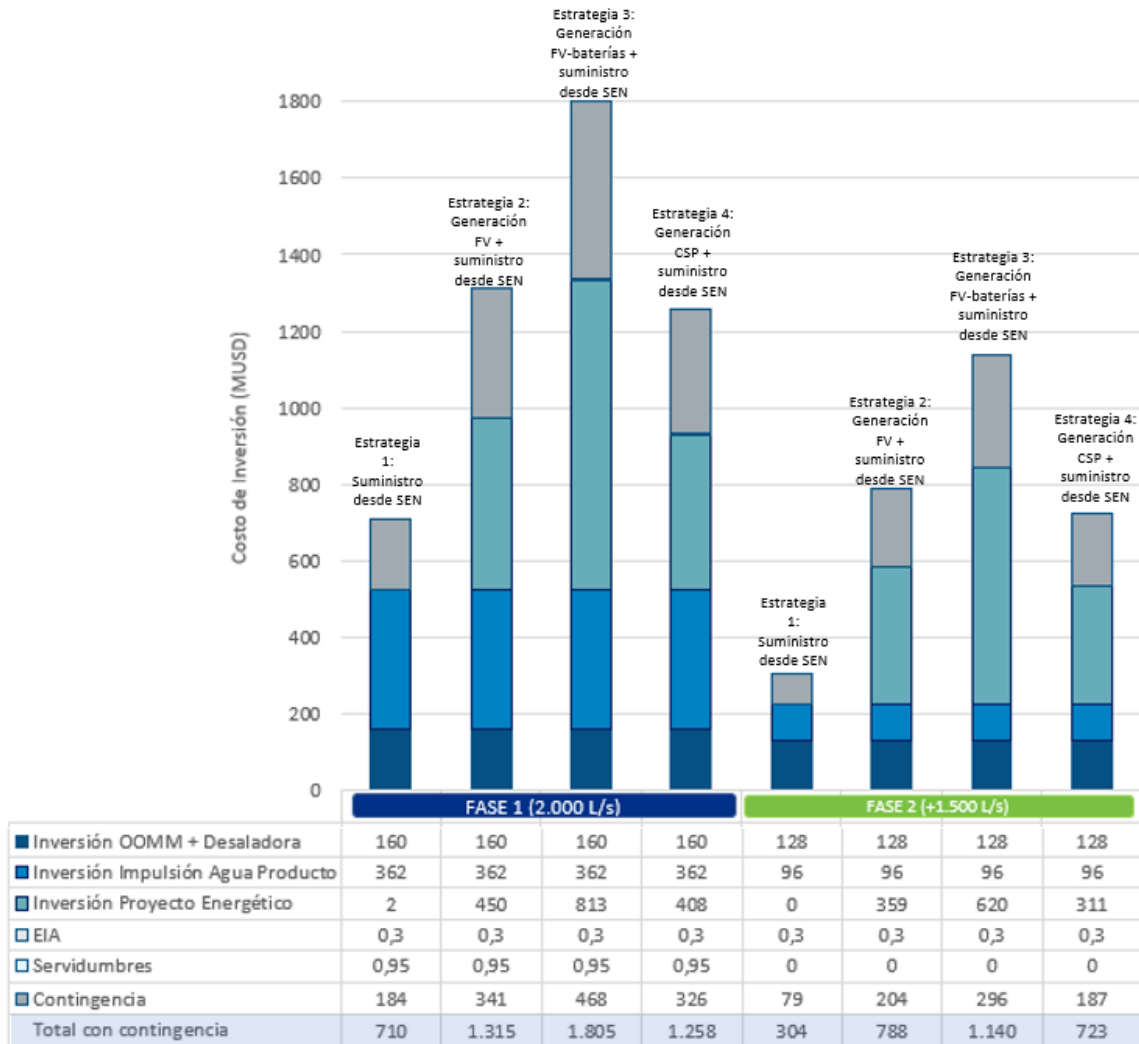


Figura 7-16 Resumen costos de inversión (en MUSD) para Escenario 1

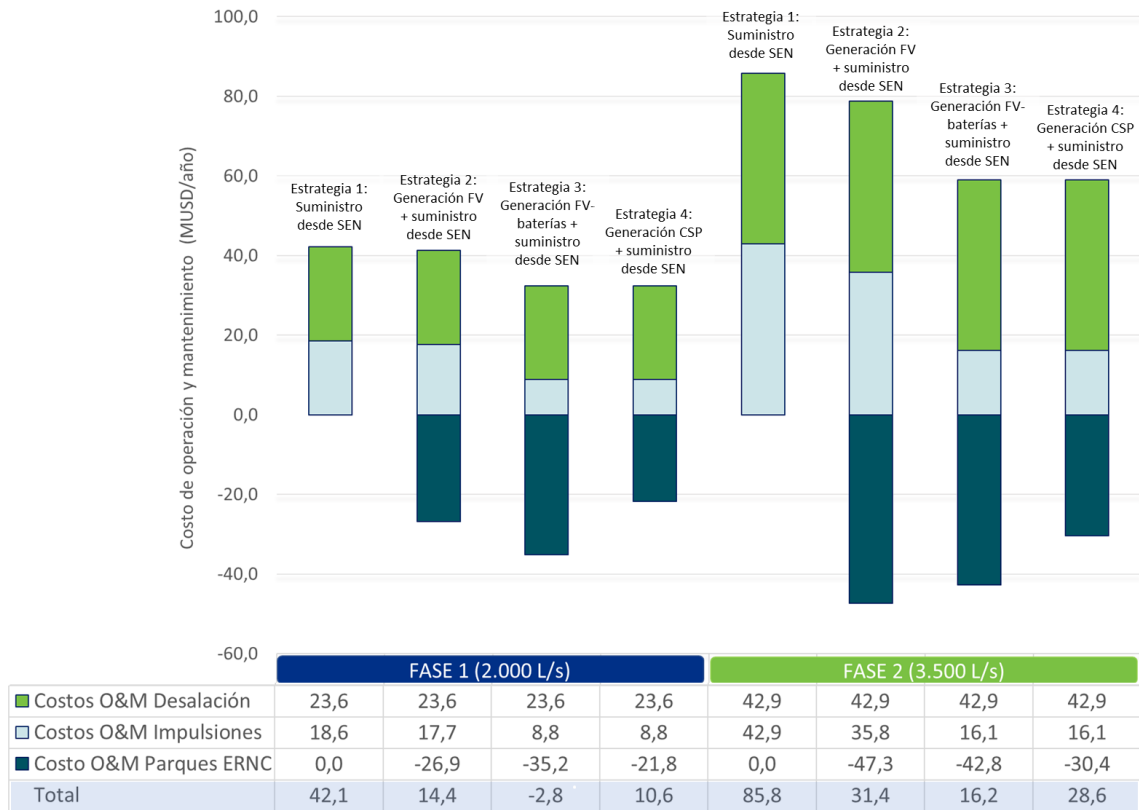


Figura 7-17 Resumen de costos operacionales (en MUSD/año) para Escenario 1

En base a dichos costos y los criterios de repartición para cada tipo de cliente según su punto de entrega y caudal, se obtienen los siguientes costos unitarios producción. Es importante destacar que el costo presentado no corresponde al precio final de compra al que accederán los consumidores (tarifa), sino que al de producción.

Tabla 7-10 Costos unitarios para cada cliente bajo Escenario 1

Entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Costo unitario de producción (USD/m ³)			
			Estrategia 1: Suministro desde SEN	Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN	Estrategia 3: Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	1,9	2,2	2,3	2,2
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	1,9	2,2	2,2	2,1
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	2,2	2,4	2,6	2,4
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	2,3	2,5	2,6	2,4
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	2,4	2,6	2,7	2,5
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	3,8	4,4	5,0	4,2
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	5,2	6,3	7,6	5,8

Nota: Valores incluyen contingencia del 35%

De acuerdo con los resultados obtenidos se observa que la realización del modelo agua-energía sin cliente minero implica un alza en los costos unitarios de producción para todos los clientes, en particular, el alza corresponde a en promedio un 26% para el caso de suministro desde SEN, 28% para generación FV + suministro SEN, 34% para generación FV con baterías + suministro SEN, y 28% para generación CSP + suministro SEN.

7.3.2 Escenario 2 – Modelo sin cliente agrícola con cliente minero como principal

El cálculo de los costos de inversión para el escenario 2 se realiza considerando lo siguiente:

- Obras Marinas:

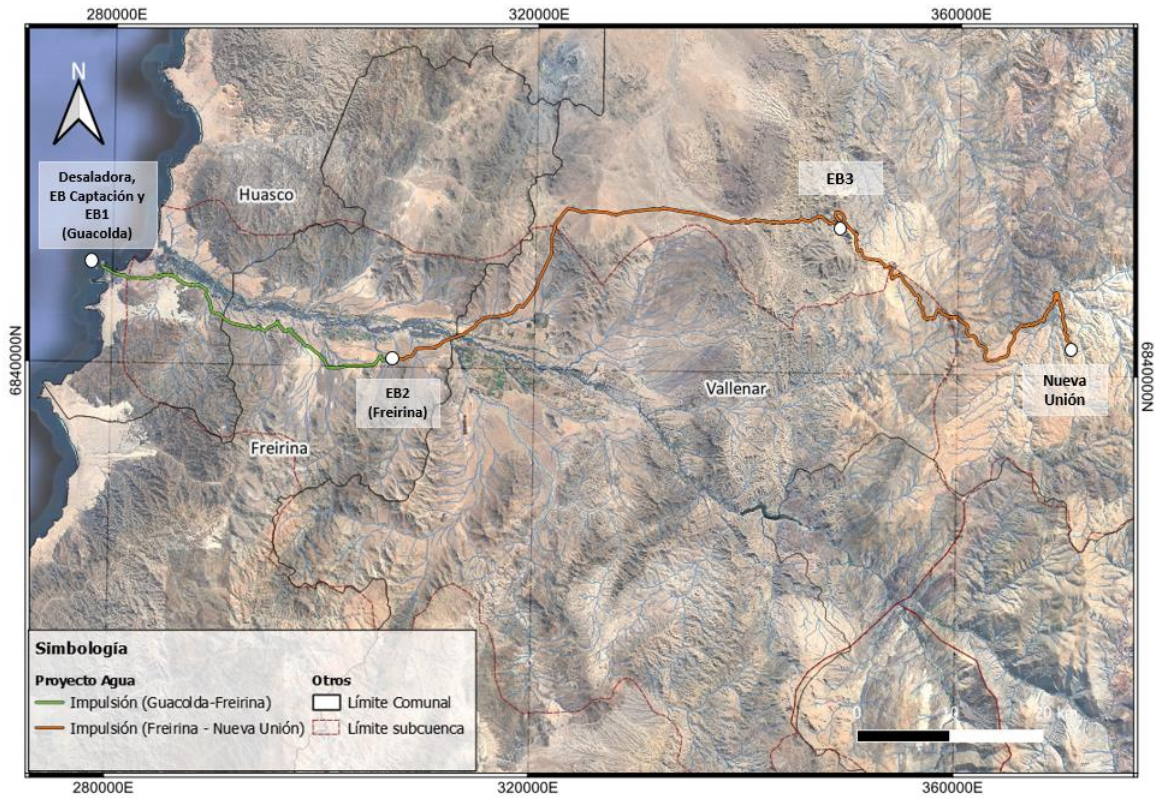
Tabla 7-11 Dimensionamiento de obras marinas del proyecto. Escenario2

Operación	Parámetro	Captación	Descarga
Fase 1-2	Caudal	4,07 m ³ /s	2,32 m ³ /s
	Número de tuberías	1	1
	Diámetro tuberías	1.800 mm	1.400 mm
	Otros componentes	1 torre de captación	1 difusor

Fuente: Elaboración propia

- **Planta Desalinizadora:** En el diseño conceptual de la planta desalinizadora, se consideran cuatro (4) racks de osmosis inversa de capacidad de 250 L/s de agua producto, los cuales aseguran la producción de 1.000 L/s para la primera fase del proyecto. Para la segunda fase, se consideró la adición de 3 racks que cubrirán el aumento de 750 L/s de agua producto, contando en total con siete (7) racks.
- **Impulsión:** la impulsión proyectada consiste en una conducción que, mediante estaciones de bombeo (EB), impulsa el agua producto de la planta desalinizadora hacia los diferentes puntos de entrega del proyecto. Se diseña para transportar 1.000 L/s en la primera fase y 1.750 L/s en la segunda, mediante una tubería de acero al carbono revestida.

El trazado se divide en dos (2) tramos, tal como se observa Figura 7-18. El primer tramo (en color verde) se extiende entre la estación de bombeo ubicada a la salida de la planta desalinizadora (EB1) y la comuna de Freirina, donde se ubica la estación de bombeo EB2. Desde este punto, el agua es impulsada por la EB2 y EB3 hacia Nueva Unión (tramo en color naranja).



Fuente: Elaboración propia.

Figura 7-18 Trazado de impulsión. Escenario 2

Adicionalmente, en la Tabla 7-12 se presentan los principales parámetros hidráulicos para cada tramo.

Tabla 7-12 Principales parámetros hidráulicos. Escenario 2

Parámetro	Unidad	Impulsión EB1 a EB2	Impulsión EB2 a EB3	Impulsión EB3 a NU
		Valor	Valor	Valor
Caudal	L/s	1.750	1.713	1.713
Diámetro nominal (DN)	in	42	42	42

- Suministro de energía: el suministro requerido se obtiene mediante el consumo estimado de los quipos principales (estaciones de bombeo y planta desalinizadora). A continuación, en la Tabla 7-13 se presenta un cuadro resumen de todas las potencias de los componentes principales del proyecto.

Tabla 7-13 Resumen estimación de potencia instalada, Escenario 2

	Fase 1		Fase 2		
	Altura geométrica	Caudal	Potencia	Caudal	Potencia
	m.s.n.m	L/s	MW	L/s	MW
EB Captación	14	4.070	0,8	-	-
Desalinizadora	12	1.000	13,86	1.750	24
EB1	303,7	1.000	9	1.750	14
EB2	958,5	966	20	1.713	35
EB3	914,1	966	17,5	1.713	30

A continuación, se detallan los costos de inversión, operación y unitarios para el Escenario 2 (modelo sin cliente agrícola).

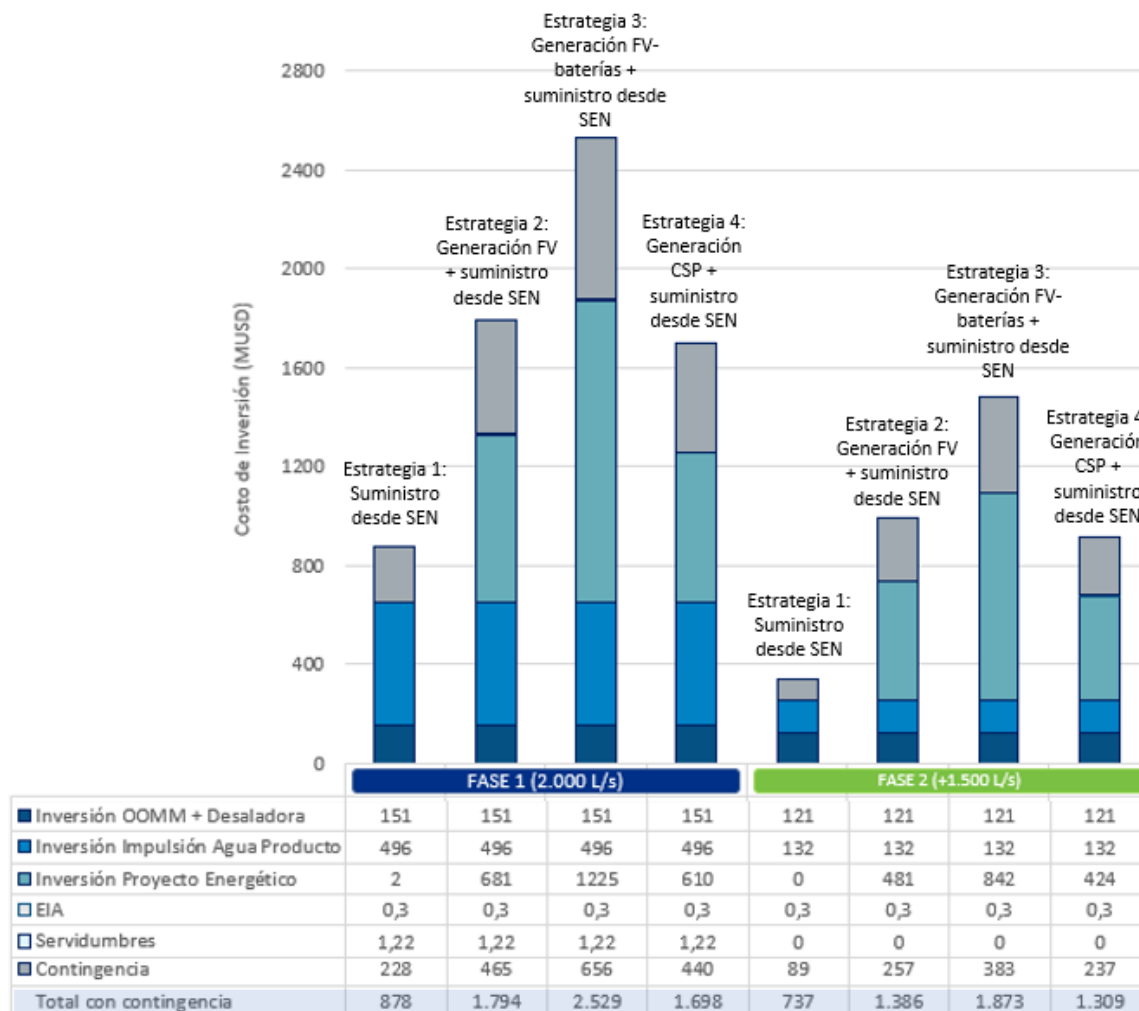


Figura 7-19 Resumen de costos de inversión (en MUSD) para Escenario 2

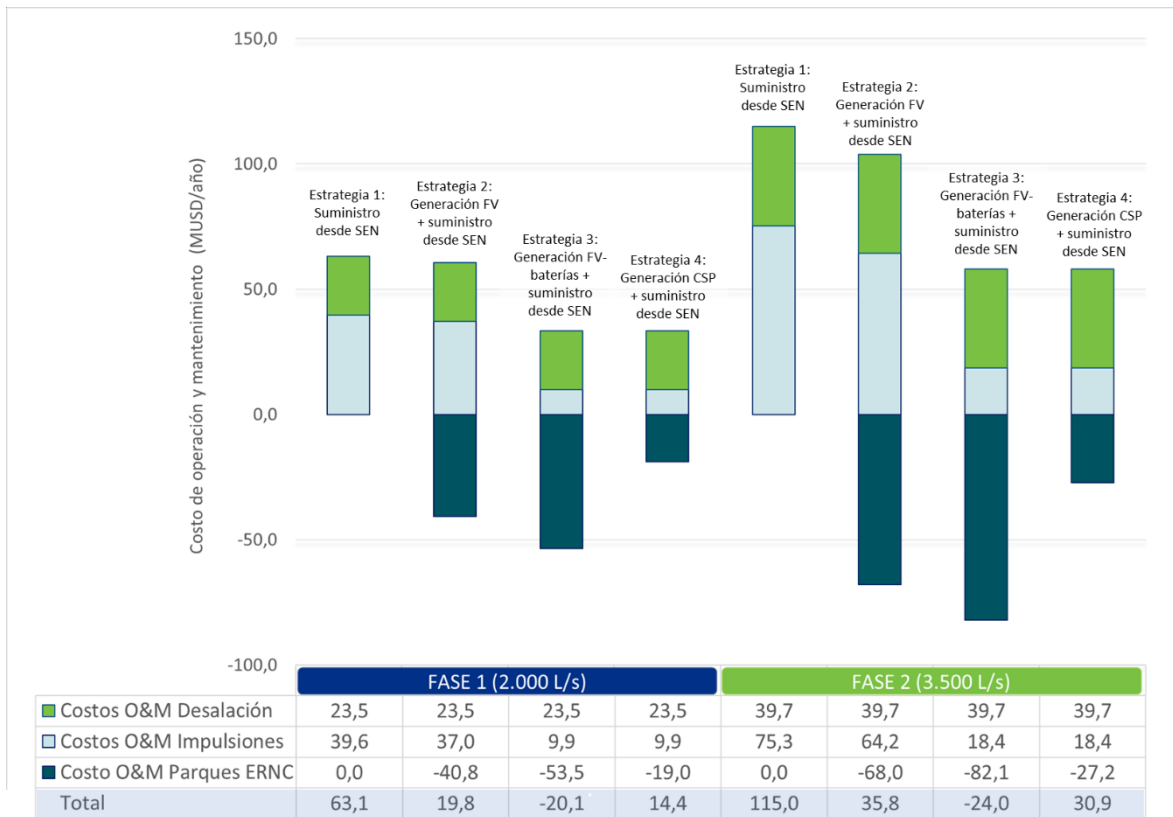


Figura 7-20 Resumen costos operacionales (en MUSD/año) para Escenario 2

En base a dichos costos y los criterios de repartición a cada tipo de cliente según su punto de entrega, se obtienen los siguientes costos unitarios. Es importante destacar que el costo presentado no corresponde al precio final de compra al que accederán los consumidores (tarifa), sino que al de producción.

Tabla 7-14 Costos unitarios para cada cliente bajo Escenario 2

Entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Costo unitario de producción (USD/m ³)			
			Estrategia 1: Suministro desde SEN	Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN	Estrategia 3: Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	1,8	2,3	2,5	2,3
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	1,8	2,2	2,4	2,2
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	2,0	2,4	2,6	2,4
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	2,0	2,5	2,6	2,4
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	2,1	2,5	2,6	2,4
Entrega N°7	Agua para Minería	Nueva Unión	7,0	8,4	9,4	7,7

De acuerdo con los resultados obtenidos se observa que la realización del modelo agua-energía sin cliente agrícola implica un alza en los costos unitarios de producción para los clientes de agua potable, en particular, el alza corresponde a en promedio un 17% para el caso de suministro desde SEN, 28% para generación FV + suministro SEN, 35% para generación FV con baterías + suministro SEN, y 30% para generación CSP + suministro SEN.

Por otro lado, se observa una disminución en los costos de producción del cliente minero (Nueva Unión), en particular, la disminución corresponde a un 1% para el caso de suministro desde SEN, 6% para generación FV + suministro SEN, 9% para generación FV con baterías + suministro SEN, y 6% para generación CSP + suministro SEN.

7.4 Costos unitarios – Caso subsidio a la inversión

Adicionalmente, se considera la posibilidad de un subsidio del 25, 50 y 100% a los costos de inversión para las entregas relacionadas con agua potable rural y urbana, por lo que los clientes sólo pagarían los costos de operación. Las siguientes tablas presentan los costos unitarios de cada entrega y el subsidio necesario a realizar.

Tabla 7-15 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 1: suministro desde SEN

Subsidios						
Tipo	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)
APU Huasco	25%	1,84	50%	3,68	100%	7,36
APR El Pino		0,05		0,09		0,18
APR Las Tablas		0,06		0,13		0,26
APU Freirina		1,01		2,03		4,05
APR Hacienda Atacama-Nicolasa		0,13		0,26		0,52
APU Vallenar		17,87		35,75		71,49
Agrícola	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00
Total		21		41,9		83,9

Tabla 7-16 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN

Subsidios						
Tipo	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)
APU Huasco	25%	1,94	50%	3,89	100%	7,77
APR El Pino		0,05		0,10		0,20
APR Las Tablas		0,07		0,14		0,29
APU Freirina		1,13		2,26		4,51
APR Hacienda Atacama-Nicolasa		0,15		0,30		0,59
APU Vallenar		22,55		45,11		90,21
Agrícola	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00
Total		25,9		51,8		103,6

Tabla 7-17 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 3: Generación FV con baterías+ suministro desde SEN

Subsidios						
Tipo	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)
APU Huasco	25%	1,98	50%	3,97	100%	7,94
APR El Pino		0,05		0,10		0,20
APR Las Tablas		0,08		0,15		0,30
APU Freirina		1,20		2,40		4,80
APR Hacienda Atacama-Nicolasa		0,16		0,32		0,65
APU Vallenar		25,99		51,98		103,95
Agrícola	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00
Total		29,5		58,9		117,8

Tabla 7-18 Detalle porcentaje y monto subsidiado para cada tipo de cliente. Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN

Subsidios						
Tipo	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)	Porcentaje	Monto (MUSD)
APU Huasco	25%	1,94	50%	3,87	100%	7,75
APR El Pino		0,05		0,10		0,20
APR Las Tablas		0,07		0,14		0,28
APU Freirina		1,12		2,24		4,48
APR Hacienda Atacama-Nicolasa		0,15		0,29		0,59
APU Vallenar		22,15		44,29		88,59
Agrícola	0%	0,00	0%	0,00	0%	0,00
Total		25,5		50,9		101,9

Los resultados para el caso estudiado indican que el monto del subsidio dependerá de la estrategia de suministro energético analizada. Por ejemplo, si se desea financiar por completo la inversión de los clientes de agua potable, considerando suministro desde el SEN, se requiere un subsidio de al menos 84 millones de dólares por parte del estado. Por otro lado, en este análisis no se considera un subsidio para el cliente agrícola, puesto que el financiamiento para este sector se destina principalmente para la construcción de embalses, o para mejorar la infraestructura predial, financiando la compra de maquinaria e implementos, sistemas de riego, animales, materiales, entre otros. Sin embargo, posteriormente, se podrían analizar la aplicación de subsidios a la inversión agrícola de acuerdo con las necesidades futuras.

Es importante destacar que el costo presentado no corresponde al precio final de compra al que accederán los consumidores (tarifa), sino que al de producción.

Tabla 7-19 Costos unitarios por cliente con subsidio a la inversión del 25%.

Características					Costo unitario de producción (USD/m³)			
Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal Fase 2 (L/s)	Altura (m.s.n.m)	Estrategia 1: Suministro desde SEN	Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN	Estrategia 3: Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	22	37	1,3	1,5	1,5	1,4
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,8	65	1,3	1,4	1,5	1,4
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,8	199	1,4	1,6	1,6	1,5
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	12	220	1,4	1,6	1,6	1,6
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,7	307	1,5	1,7	1,7	1,6
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	159	495	2,8	3,0	3,0	2,9
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	1.654	1.006	4,4	4,9	5,2	4,6
Entrega N°7	Agua para minería	Nueva Unión	1.650	2.177	7,1	8,9	10,3	8,2

Tabla 7-20 Costos unitarios por cliente con subsidio a la inversión del 50%.

Características					Costo unitario de producción (USD/m ³)			
Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal Fase 2 (L/s)	Altura (m.s.n.m)	Estrategia 1: Suministro desde SEN	Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN	Estrategia 3: Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	22	37	1,0	1,2	1,2	1,2
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,8	65	1,0	1,1	1,2	1,1
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,8	199	1,2	1,3	1,3	1,2
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	12	220	1,2	1,3	1,3	1,3
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,7	307	1,2	1,3	1,4	1,3
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	159	495	2,4	2,4	2,4	2,3
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	1.654	1.006	4,4	4,9	5,2	4,6
Entrega N°7	Agua para minería	Nueva Unión	1.650	2.177	7,1	8,9	10,3	8,2

Tabla 7-21 Costos unitarios por cliente con subsidio a la inversión del 100%.

Características					Costo unitario de producción (USD/m ³)			
Punto de entrega	Tipo de Entrega	Cliente	Caudal Fase 2 (L/s)	Altura (m.s.n.m)	Estrategia 1: Suministro desde SEN	Estrategia 2: Generación FV + suministro desde SEN	Estrategia 3: Generación FV con baterías + suministro desde SEN	Estrategia 4: Generación CSP + suministro desde SEN
Entrega N°1	Agua Potable	Población Urbana Huasco	22	37	0,5	0,6	0,6	0,6
Entrega N°2	Agua Potable	APR El Pino	0,8	65	0,5	0,6	0,6	0,6
Entrega N°3	Agua Potable	APR Las Tablas	0,8	199	0,6	0,7	0,6	0,6
Entrega N°4	Agua Potable	Población Urbana Freirina	12	220	0,6	0,7	0,7	0,6
Entrega en EB2	Agua Potable	APR Hacienda Atacama-Nicolasa	1,7	307	0,7	0,7	0,7	0,7
Entrega N°5	Agua Potable	Población Urbana Vallenar	159	495	1,5	1,4	1,2	1,3
Entrega N°6	Agua para Riego	Embalse Santa Juana	1.654	1.006	4,4	4,9	5,2	4,6
Entrega N°7	Agua para minería	Nueva Unión	1.650	2.177	7,1	8,9	10,3	8,2

Sección 8

Mapa de Interesados

En la presente sección se aborda el análisis de los principales interesados (*stakeholders*) y actores que potencialmente se pudiesen relacionar con un proyecto integral agua-energía, ya sea desde el punto de vista de los organismos o instituciones públicas, como de los agentes privados ubicados en la cuenca del río Huasco según el caso de estudio, y que podrían verse beneficiados o afectados por su implementación.

8.1 Identificación de actores

En primer término, para la identificación de los actores que podrían interactuar o relacionarse con un proyecto integral agua-energía, se ha considerado que estos pueden ser clasificados en actores públicos y privados.

En la primera categoría se contemplan los organismos o instituciones del estado involucrados en la gestión del recurso hídrico y energético a nivel nacional, regional y local. En tanto en la segunda categoría, se agrupan empresas, industrias, grupos de usuarios, organizaciones y comunidades que se relacionan con el recurso hídrico, ya sea por su uso directo en su propia actividad o como grupos de interés, así como las que se relacionen con el recurso energético o que pueden interactuar con el proyecto integral agua-energía en diferentes niveles.

8.1.1 Actores públicos

Los actores públicos que son parte de la gestión del recurso hídrico y energético en Chile que se relacionan con los sectores productivos de servicios sanitarios, agrícola (riego), minero, industrial y energético, se han representado en la Figura 8-1, y sus interrelaciones se describen brevemente a continuación.



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 8-1 Principales organismos e instituciones relacionados con la gestión del agua en Chile.

El Ministerio de Obras Públicas (MOP), por medio de la Dirección General de Aguas (DGA), se encargan de la regulación y gestión de las aguas continentales, en tanto la Dirección General del Territorio Marítimo (DIRECTEMAR), organismo dependiente de la Armada de Chile, se relaciona con la gestión de las aguas y territorios marítimos. Ambas entidades se involucran en todos los sectores productivos cuando se requiere la gestión del recurso hídrico.

La DGA es un organismo del estado que cumple funciones de administración de los derechos de aprovechamiento de aguas, fiscalización, gestión, y generadora de contenido en torno a las aguas continentales. Este organismo se vincularía directamente con un proyecto integral agua-energía en el área de estudio, ya que uno de los puntos de entrega se encontraría en el Embalse Santa Juana, desde el cual se podrían abastecer a las zonas de riego que se encuentran aguas abajo de este.

La DIRECTEMAR es un organismo del estado que cumple funciones de regulación de las extracciones de recursos naturales marinos solo vía concesiones marítimas, lo que se relaciona más con la componente territorial que con el recurso hídrico. Este organismo se vincula directamente con un proyecto integral agua-energía, por cuanto es el encargado de la administración del borde costero, desde el cual el proyecto contempla la extracción de agua de mar para su posterior tratamiento y conducción a los puntos de entrega.

Además de los organismos mencionados anteriormente, los siguientes actores públicos estarán presentes en cualquier proyecto integral de agua y energía:

- **Ministerio de Medio Ambiente (MMA):** Se dedica a evaluar el impacto económico, social y ambiental de los instrumentos de gestión ambiental, además de fomentar la participación ciudadana en la elaboración y modificación de planes de contaminación y dictación de normas ambientales.
- **Servicio de Evaluación Ambiental (SEA):** Su principal función es tecnificar y administrar el instrumento de gestión ambiental denominado “Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental” (SEIA).
- **Superintendencia del Medio Ambiente (SMA):** Se dedica de forma exclusiva a ejecutar, organizar y coordinar el seguimiento y fiscalización de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) para proyectos con características para solicitar una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Dependiendo del sector productivo involucrado o que interactúe con el proyecto, participan otros actores públicos relevantes, cuyas funciones se describen brevemente a continuación:

- **Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS):** Cumple funciones de determinación de tarifas máximas de los servicios regulados de agua potable y alcantarillado urbanos, fiscalizar las tarifas, calidad del servicio e ejecución de planes de inversión de las empresas sanitarias.
- **Ministerio de Salud (MINSAL):** Su principal función es dictar y velar por el cumplimiento de normas generales y específicas de temas de salud, además de realizar vigilancia sanitaria y evaluación de la salud de la población.
- **Ministerio de Obras Públicas (MOP) - Dirección de Obras Hidráulicas (DOH):** Se dedica a proveer servicios de infraestructura hidráulica que permitan el óptimo aprovechamiento del agua y la protección del territorio y de las personas.
- **Comisión Nacional de Riego (CNR):** Su función es dirigir la acción pública en materia de riego, mediante la realización de estudios, programas, proyectos e instrumentos de fomento tendientes a asegurar el incremento y mejora de la superficie regada del país en un marco sustentable, social, económico y ambiental.

- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Es el responsable de analizar y apoyar el diseño de normativas y el desarrollo de procesos tarifarios, para el sector energético chileno, desde la perspectiva de las mejores prácticas y avances en la regulación económica, financiera y la teoría de la organización industrial.
- **Ministerio de Energía:** Su función es disponer de energía limpia, confiable, sustentable, y a precios razonables, mediante una matriz energética diversificada, que garantice el desarrollo económico y social del país, respetando el medio ambiente y fomentando la participación ciudadana.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Es el responsable de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles, electricidad, entre otros componentes.
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** Su función es realizar la operación de las instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí, con el fin de garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones. Es un organismo autónomo de derecho público.
- **Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU):** Busca contribuir a la construcción de ciudades socialmente integradas, conectadas y más felices; recuperar entornos para transformarlos en espacios amables e inclusivos; y propiciar el acceso a viviendas adecuadas.
- **Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN):** Es el organismo técnico responsable de generar, mantener y divulgar información de geología básica y de recursos y peligros geológicos del territorio nacional, para el bienestar de la comunidad y al servicio del país; y de regular y/o fiscalizar el cumplimiento de normativas mineras en materia de seguridad, propiedad y planes de cierre, para contribuir al desarrollo de la minería nacional.

8.1.2 Actores privados

Para identificar a los actores privados que se relacionan con el caso de estudio, se utilizó como referencia el estudio “*Plan estratégico de gestión hídrica en la cuenca del Huasco*” elaborado por el Ministerio de Obras Públicas (MOP) y la Dirección General de Aguas (DGA) en 2020, junto con otros estudios presentes en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

Del estudio anteriormente mencionado, se identificaron las actividades económicas que presentan una mayor demanda de agua en la zona y que podrían ser abastecidos por un proyecto integral agua-energía. Según la repartición de caudales de las bases de diseño definidas, el sector agrícola (principalmente agua destinada a riego) y minero son los que consumen el mayor porcentaje (94,3%) de recursos hídricos. En tanto el sector sanitario urbano y rural sólo llegarían a consumir un total de 5,6% del total de agua producida por un proyecto de suministro hídrico en la zona en estudio, tal como se puede observar en la Figura 8-2.

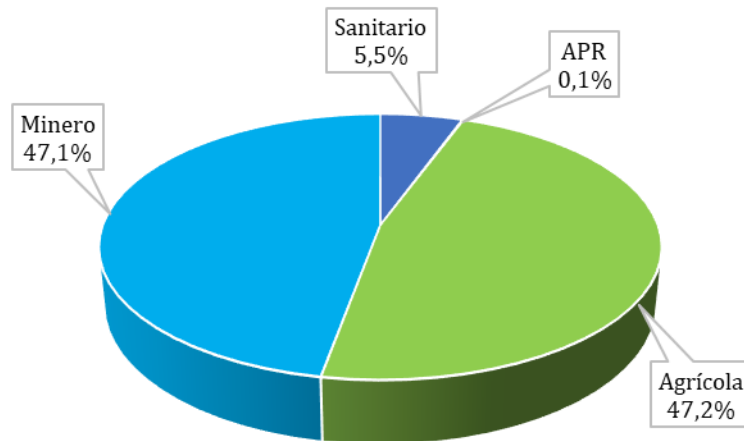
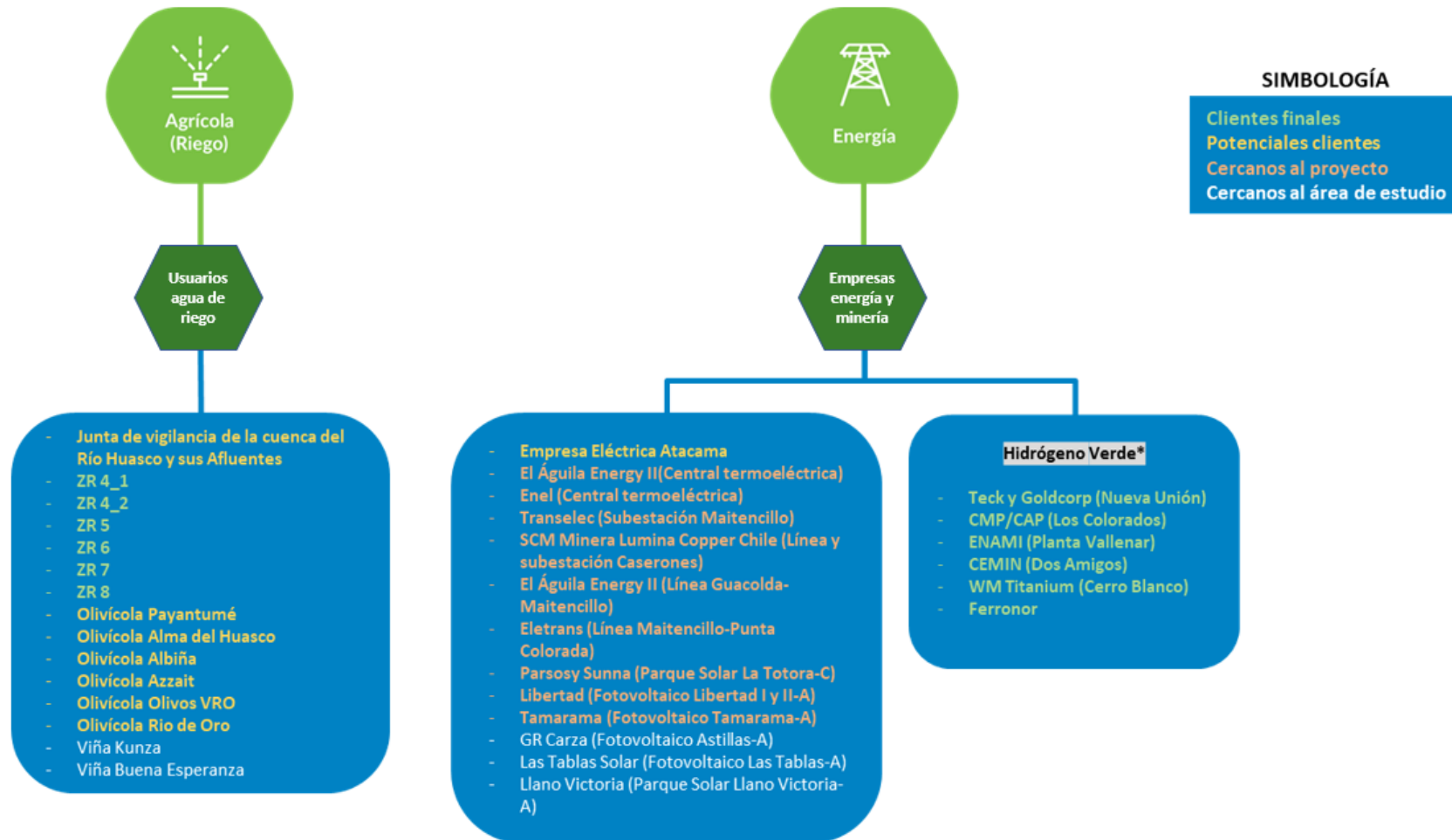


Figura 8-2 Distribución de suministro de agua por el proyecto por sector económico.

Adicionalmente los actores privados se agruparon de acuerdo a los siguientes criterios:

- Cliente final: Considerado como el cliente directamente beneficiado debido al suministro directo de agua desalinizada, definidos anteriormente según los puntos de entrega (ver Tabla 6-4);
- Potencial cliente: Aquellos actores que no se le suministra directamente el agua desalinizada, pero podrían tener interés en ser abastecidos en un futuro;
- Cercanos al proyecto: Aquellos actores que se encuentran en las cercanías de las instalaciones de la iniciativa integral pudiendo verse afectados o no por la ubicación;
- Cercanos al área de estudio: Aquellos actores que se encuentran en las cercanías del área de estudio, pudiendo verse afectados o no por la ubicación y/o desarrollo del proyecto.

A continuación, se presentan esquemáticamente los actores privados identificados por actividad económica. Complementariamente, en la Figura 8-5 y Figura 8-6 se presenta las zonas en las que se podrían emplazar las obras de un proyecto agua-energía (caso de estudio), donde se puede observar la ubicación de los actores privados identificados y como, a partir de la cercanía, podría influir en el desarrollo de dicho proyecto.



Nota: Las empresas nombradas en hidrógeno verde son posibles consumidores de H₂, no necesariamente productores.

Figura 8-3 Actores que se relacionan con el proyecto de los sectores económico agrícola y de energía.

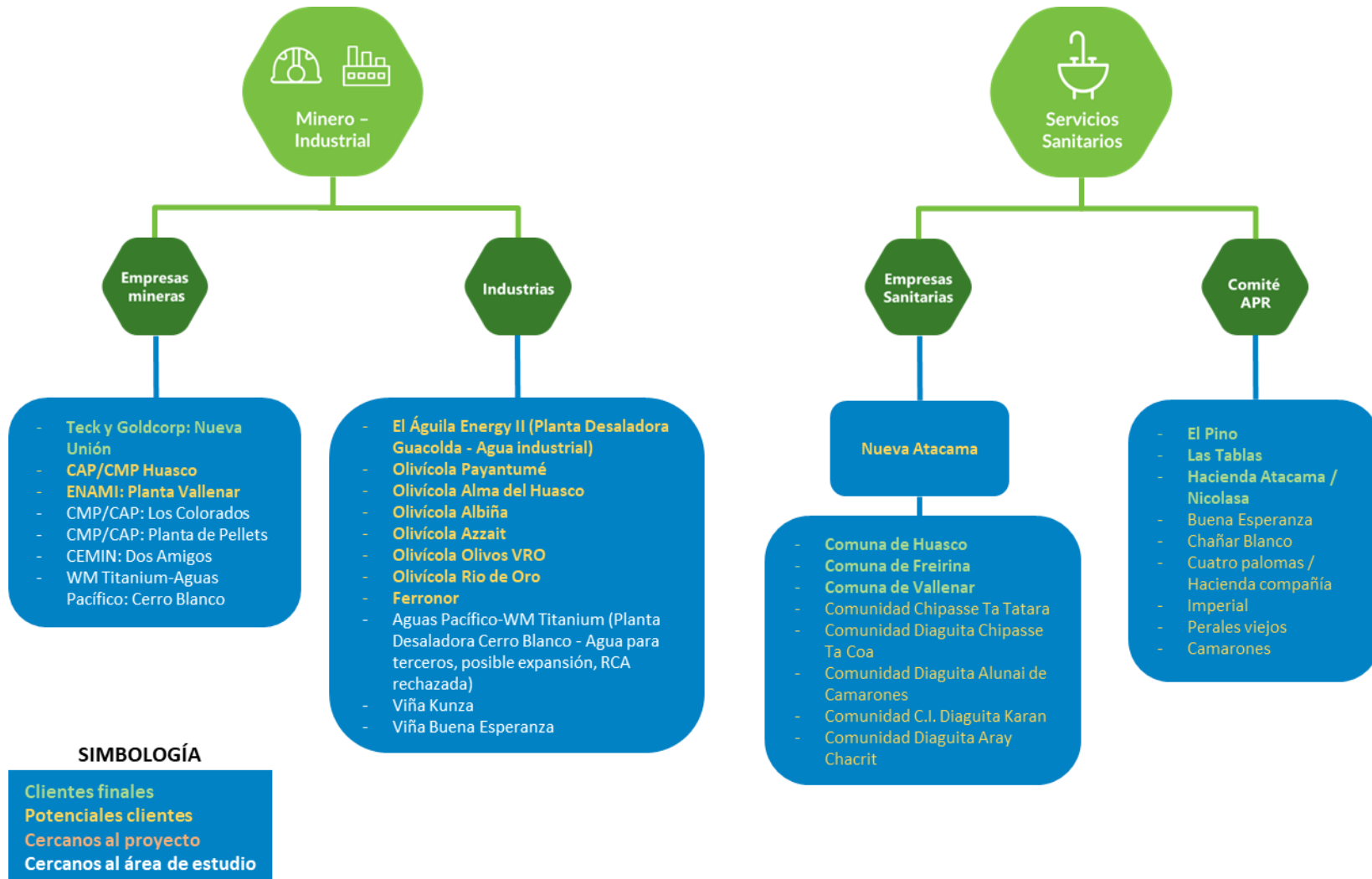


Figura 8-4 Actores que se relacionan con el proyecto de los sectores económicos minero-industrial y sanitario.

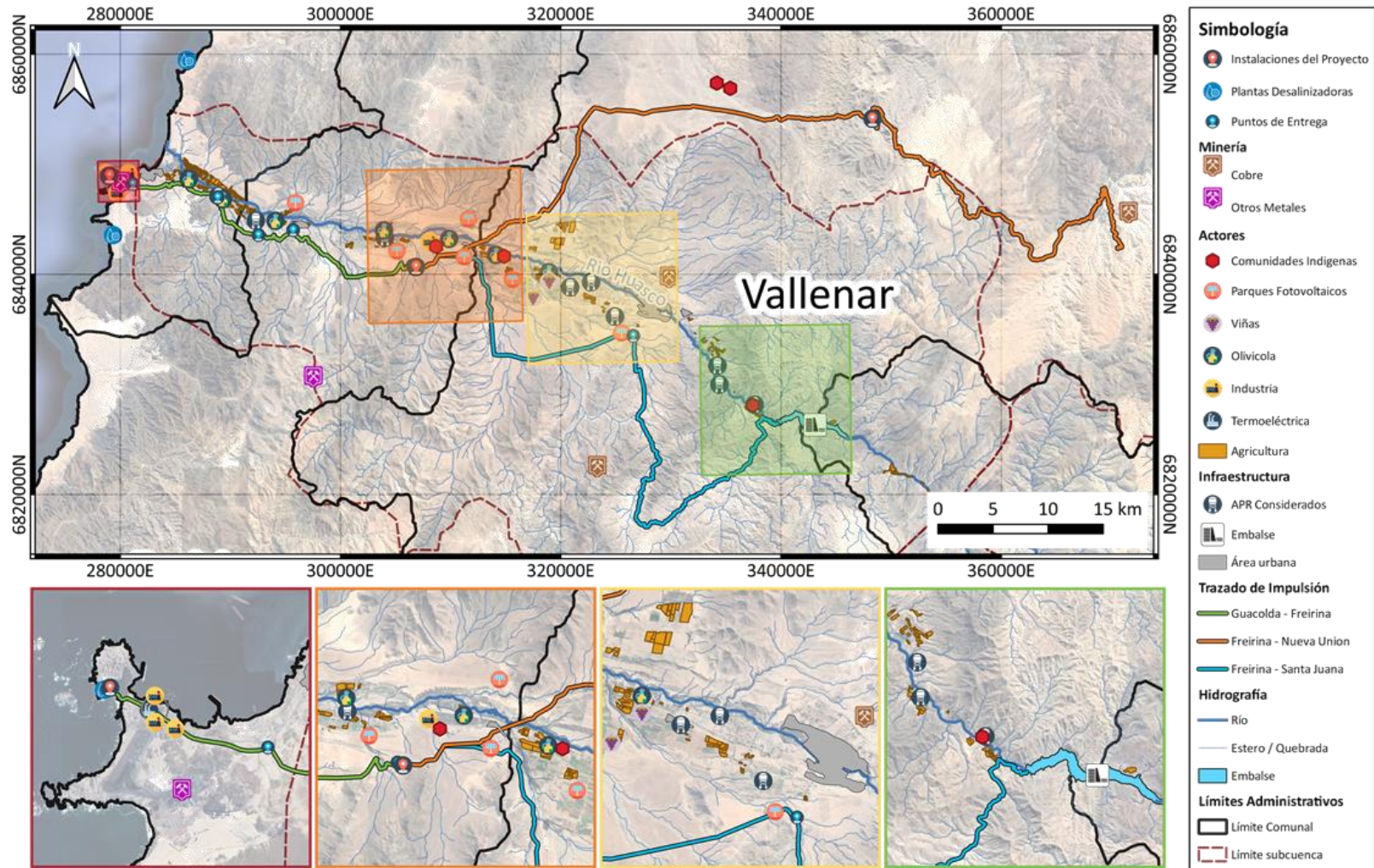


Figura 8-5 Mapa de la zona donde se encuentran los actores cercanos al caso de estudio.

Los clientes finales identificados en el presente caso de estudio son los que se listan a continuación (para más detalle del caudal entregado a cada cliente ver Tabla 6-4):

Tabla 8-1 Clientes finales definidos para el proyecto.

Sector económico	Punto de entrega	Cliente final
Sanitaria	Entrega N°1	Población Urbana Huasco (Comuna)
APR	Entrega N°2	APR El Pino
APR	Entrega N°3	APR Las Tablas
Sanitaria	Entrega N°4	Población Urbana Freirina (Comuna)
APR	Entrega en EB2	APR Hacienda Atacama-Nicolasa
Sanitaria	Entrega N°5	Población Urbana Vallenar (Comuna)
Agrícola	Entrega N°6	Embalse Santa Juana (Zonas de riego)
Minería	Entrega N°7	Nueva Unión (Agua para minería e hidrógeno verde)

Además, se consideraron como clientes finales las mineras e industrias que podrían utilizar agua para producir hidrógeno verde, las cuales son: ENAMI (Planta Vallenar), CMP/CAP (Los Colorados), CEMIN (Dos Amigos), WM Titanium (Cerro Blanco) y Ferronor.

Adicionalmente, se identifican los potenciales clientes, correspondiente a aquellos que se encuentran cercanos al caso de estudio y que en un futuro podrían requerir abastecimiento de agua, considerando infraestructura adicional para la conexión con el sistema de suministro de agua. Estos fueron identificados y se mencionan a continuación:

- **Comunidades Indígenas:** Las comunidades indígenas que se encuentran en las cercanías del proyecto son la comunidad Chipasse Ta Tatara, Diaguita Chipasse Ta Coa, Diaguita Alunai de Camarones, Diaguita Karan y Diaguita Aray Chacrit. Estas comunidades podrían estar interesadas en el proyecto ya que les permitiría acceder a otra fuente de suministro de agua. Los proyectos que incluyen interacción con diferentes comunidades requieren una estrategia comunicacional importante, pues las comunidades generalmente participan activamente en consultas y muchas veces pueden determinar el éxito de éste. Se recomienda trabajar en esa estrategia comunicacional en etapas tempranas de desarrollo para entregar la correcta información a las distintas comunidades.
- **Otras APR:** Existen otros APR cercanos al proyecto como APR Buena Esperanza, Chañar Blanco, Cuatro palomas-Hacienda compañía, Imperial, Perales viejos y Camarones. Estos podrían estar interesados en el caso de estudio ya que podrían tener otra fuente de suministro de agua, pero en este caso requeriría infraestructura adicional para poder conectarse al proyecto y tener acceso al recurso hídrico.

En cercanía con el proyecto existen varias empresas de diferentes sectores económicos, que no intervienen directamente con el proyecto, pero que pueden tener una participación activa sobre las consultas ciudadanas, por lo que se deberían tener en consideración para la estrategia comunicacional del proyecto. A continuación, se presentan dichos actores identificados:

- **Minería:** La empresa minera que se encuentra en cercanía con el caso de estudio es CAP/CMP Huasco. Esta minera se encuentra a pocos metros del trazado del proyecto y podría no estar interesada en la ejecución del modelo analizado. Sin embargo, su cercanía con el caso de estudio requeriría una estrategia comunicacional y/o de relaciones para mantener la buena convivencia en la zona.
- **Industrias:** Las industrias que se encuentran en cercanía con el caso de estudio son: las olivícolas Payantumé, Alma del Huasco, Albiña, Azzait, Olivos VRO y Río de Oro; las viñas Kunza y Buena Esperanza; y las plantas desalinizadoras El Águila Energy II (Desalinizadora Guacolda) y WM Titanium (Desalinizadora Cerro Blanco).
Las olivícolas y las viñas podrían ser industrias a las que les interese un proyecto de suministro hídrico, pues estaría la posibilidad de que se les suministre agua mediante la conexión al sistema de impulsión, tanto para sus procesos productivos como para riego (por lo que también están consideradas en el ámbito agrícola).
En el caso de las desalinizadoras cercanas o proyectos de desalación cercanos, se requiere una estrategia comunicacional y de relaciones que permita el buen relacionamiento entre industrias similares que puedan tener objetivos parecidos. Para la Desalinizadora Guacolda y la Desalinizadora Cerro Blanco, siendo esta última un proyecto que fue ingresado al SEIA por parte de la empresa Aguas Pacífico, con el objetivo de vender el agua desalinizada a terceros que requieran abastecerse, y aunque su RCA fue rechazada (RCA N°139/2020)⁶⁵, es posible que pueda volver a ingresar al SEIA, por lo cual se debe considerar una estrategia comunicacional y de relaciones tal como se mencionó anteriormente. Por otro lado, si existen proyectos de suministro hídrico similares al definido como caso de estudio, como es el caso de la Desalinizadora Cerro Blanco, es posible considerar asociaciones entre los interesados, las que pueden traer beneficios comparando si cada interesado desarrolla el proyecto de forma separada. Los beneficios pueden ir desde temas de financiamiento, cantidad de infraestructura, gestión de permisos, entre otros.
- **Energía:** Las empresas de energía que se encuentran en cercanía con el caso de estudio son: El Águila Energy II (Termoeléctrica), Enel (Termoeléctrica), Parsosy y Sunna (Parque Solar la Totorá), Libertad (Fotovoltaico Libertad I y II) y Tamarama (Fotovoltaico Tamarama). En el caso de El Águila Energy II, cuenta con su propia planta desalinizadora para poder abastecer de agua industrial a la termoeléctrica, por lo que actualmente no se visualiza interés en la ejecución del caso de estudio. Enel podría estar interesado en ser abastecido con agua para sus procesos en la termoeléctrica por su cercanía con el caso de estudio, lo que le permitiría una factible conexión con el sistema de impulsión. En el caso de los parques solares y fotovoltaicos, estos podrían tener interés en el caso de estudio en el escenario en donde se requiera el abastecimiento de energía limpia por situaciones de emergencia (por ejemplo, posible congestión en las líneas de transmisión que utilizan los parques), o bien como una configuración alternativa a los casos analizados en este estudio para el sistema de suministro energético, luego de que se realice una correspondiente optimización tecno-económica de todo el sistema; por otro lado, estos actores no se verían directamente beneficiados por el suministro de agua de parte del modelo.

⁶⁵ Por no presentar una Adenda a tiempo.

Los otros actores privados que no fueron mencionados anteriormente se definieron como “En la zona de estudio”, y no se relacionan directamente con el proyecto agua-energía, pero siempre se deben tener en consideración para las estrategias comunicacionales y/o de relaciones con otros interesados.

8.2 Matriz de Interesados en el proyecto

A continuación, se presentan las matrices de relaciones elaborados, que incluyen los diferentes interesados (*stakeholders*) o actores con respecto al caso de estudio, en cuanto al poder que estos actores pudieran tener en un proyecto de este tipo (ya sea que se pueda aprobar o rechazar), así como su interés (ya sea que se vean beneficiados o afectados) (Figura 8-7), evaluando según la siguiente escala:

Tabla 8-2 Matriz de evaluación de la relación de los actores con el caso de estudio según poder e interés.

Valor	Poder
1	Bajo
2	Medio bajo
3	Medio alto
4	Alto

Valor	Interés
1	Bajo
2	Medio bajo
3	Medio alto
4	Alto

Complementariamente, se presenta una matriz (Figura 8-8) donde se muestra el poder que estos actores pudieran tener sobre el caso de estudio y la predisposición que tienen estos actores sobre este (ya sea que estén en contra o a favor de que se ejecute el proyecto propuesto en el caso de estudio), evaluando según la siguiente escala:

Tabla 8-3 Matriz de evaluación de la relación de los actores con el caso de estudio según poder y predisposición.

Valor	Poder
1	Bajo
2	Medio bajo
3	Medio alto
4	Alto

Valor	Predisposición
1	Baja
2	Media baja
3	Neutro
4	Media alta
5	Alta

Los diferentes actores o interesados fueron indicados en las siguientes figuras y clasificados por color según los siguientes sectores económicos:

- Sector Público
- Sector Agrícola
- Sector Sanitaria
- Sector APR
- Sector Minería
- Sector Industria
- Sector Energía
- Hidrógeno verde (Se agrega “H2V” a los interesados que apliquen)

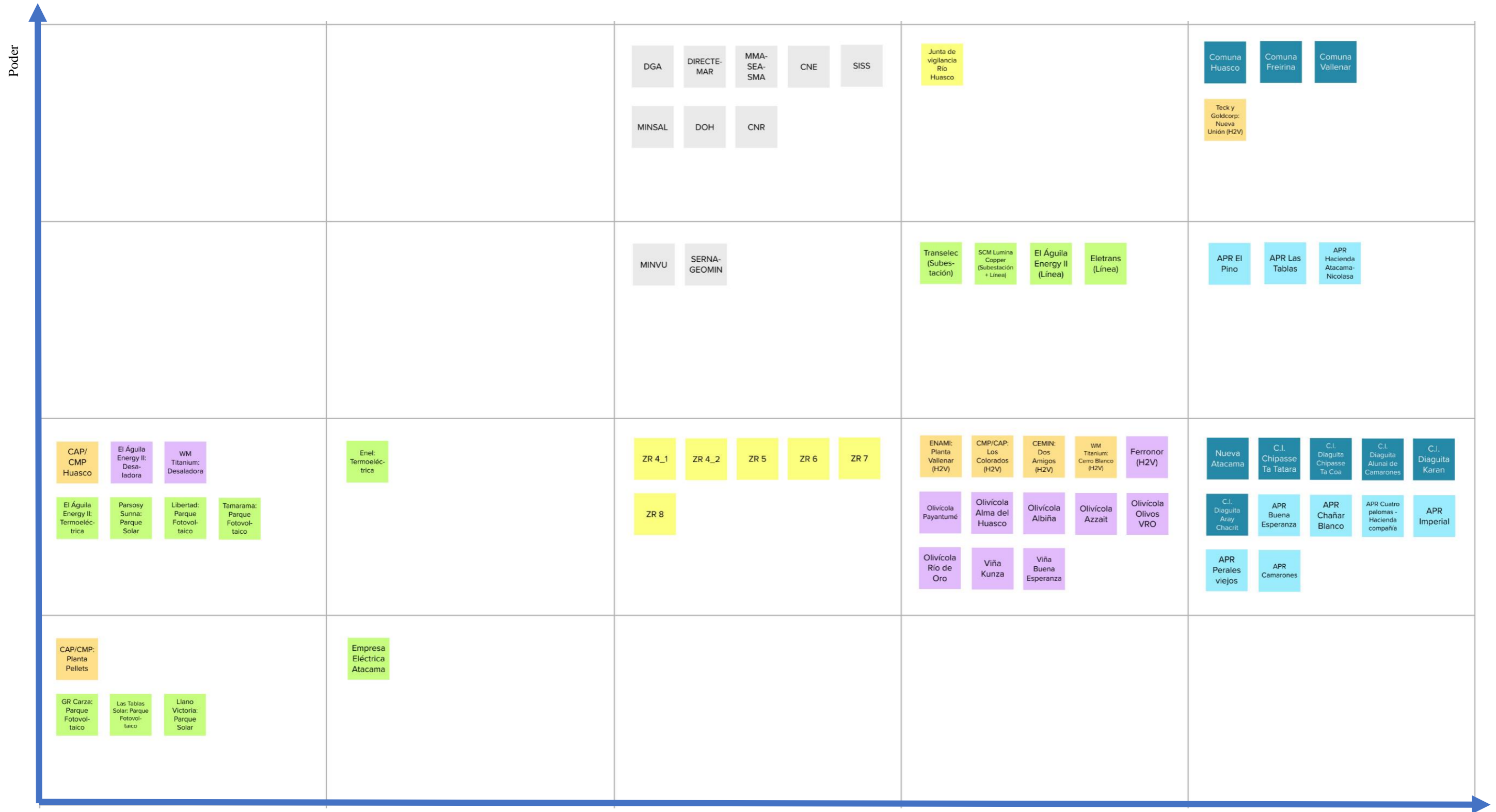


Figura 8-7 Matriz de relación de actores de acuerdo a poder vs interés

Interés

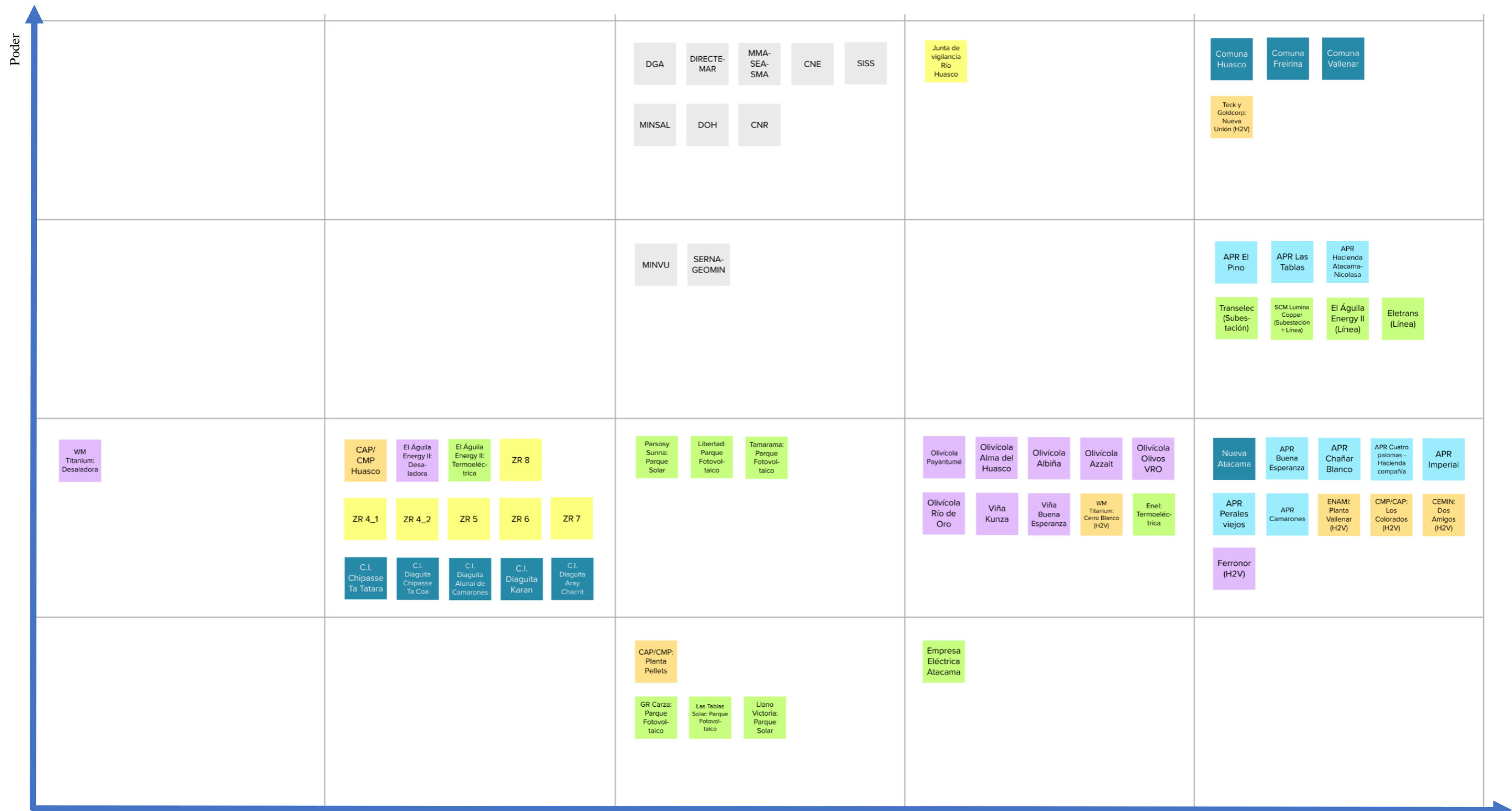
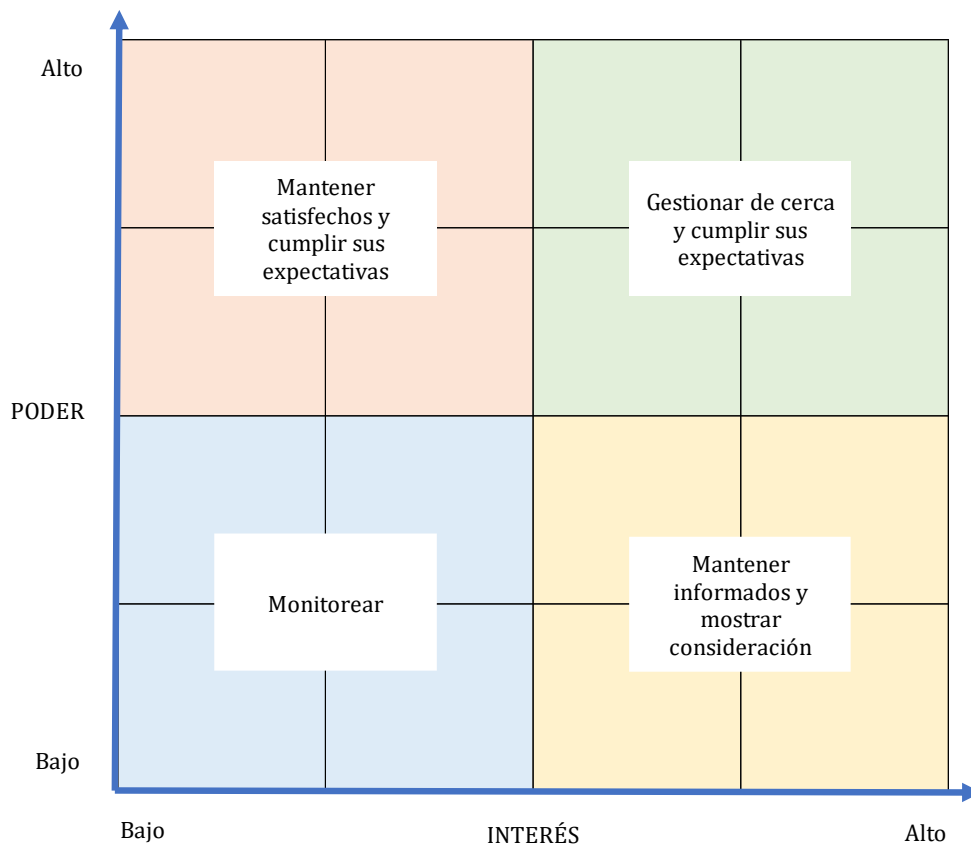


Figura 8-8 Matriz de relación de actores de acuerdo a poder vs predisposición

Predisposición



Fuente: Adaptado de Project Management Institute (Ref. [132]).

Figura 8-9 Matriz de poder vs interés para la gestión de *stakeholders*

A partir de la matriz de poder vs interés del caso de estudio (Figura 8-7), se puede identificar cuáles son los *stakeholders* que se encuentran en los diferentes niveles de poder e interés, y según la Figura 8-9 se puede considerar una posible estrategia de gestión para cada uno de ellos:

- **Alto poder – Neutro interés:** Los organismos o instituciones públicas cumplen un rol decisivo sobre este tipo de proyectos, por cuanto tienen un alto poder para la aprobación o rechazo de ellos. Sin embargo, no se puede esperar que beneficien o perjudiquen un proyecto por encima de lo que está definido en el marco regulatorio, por lo cual se podría considerar que tienen neutro interés. Estos *stakeholders* se deben gestionar de forma de cumplir sus expectativas por el alto poder que tienen sobre proyectos de este tipo.
- **Alto poder – Alto interés:** Por otra parte, los clientes finales podrían mostrar un alto interés de que un proyecto de suministro hídrico multipropósito como el planteado en el presente estudio se desarrolle, ya que se verían directamente beneficiados, y un alto poder para la aprobación de éste, ya que para esos clientes es que está pensado el caso de estudio. Estos *stakeholders* se deben gestionar muy de cerca y así cumplir con sus expectativas sobre el proyecto.

- **Bajo poder – Alto interés:** Los actores que se pueden ver beneficiados directamente o podrían ser afectados por el desarrollo del caso de estudio se encontrarían en la parte baja izquierda de la matriz, siendo las comunidades indígenas, las zonas de riego que podrían ver afectado el costo del suministro hídrico (aunque se haya pensado en ellas como cliente final y, por lo tanto, tener interés en el proyecto). Estos *stakeholders* se deben gestionar de forma de mantenerlos informados e involucrados sobre el progreso del proyecto.
- **Bajo poder – Bajo interés:** Las empresas que no estén interesadas en el suministro hídrico, los actores privados con los que se debe tener una temprana estrategia de comunicaciones y relaciones, y mantenerlos monitoreados para que se pueda llevar a cabo con éxito la ejecución de la iniciativa.

De la misma forma anterior, la matriz poder vs predisposición (Figura 8-8) de los actores interesados en el caso de estudio se puede concluir que:

- **Alto poder – Neutra predisposición:** Los organismos o instituciones públicas tienen una predisposición neutra a que se ejecuten proyectos de este tipo, ya que su postura debe ser objetiva frente a las características técnicas de ellos y el marco regulatorio en el cual se rigen, aunque con temas específicos como promover fuentes alternativas que aseguren el suministro hídrico y fuentes limpias de suministro eléctrico, las instituciones públicas pueden tener una buena predisposición a los proyectos que promuevan esas condiciones.
- **Bajo poder – Baja predisposición:** En la parte baja izquierda de la matriz se encuentran aquellos actores que no tendrían una buena predisposición o que se considere que podrían estar en contra de la ejecución del proyecto definido por el caso de estudio, al igual que en el caso anterior es necesario que de forma temprana se realicen gestiones de monitoreo y se planeen estrategias para la interacción con estos actores.

Sección 9

Medidas para el desarrollo sostenible

Para que el desarrollo sostenible de un proyecto integrado agua-energía se deben tener en consideración aspectos ambientales, territoriales, comunitarios y de equidad de género, tanto durante su ejecución, como en la operación y continuidad de este.

9.1.1 Aspectos Ambientales

Dentro de los aspectos ambientales más relevantes para un proyecto integral de agua y energía se pueden enumerar los siguientes:

- Definir claramente todas las obras que conformarán el proyecto, incluyendo las obras anexas para su construcción y operación, tales como modificaciones de caminos, construcción de líneas eléctricas, intervención de rutas y poblados, etc;
- Para la aprobación ambiental de un proyecto agua-energía a la escala planteada en el presente estudio, se requiere su ingreso al SEIA mediante un EIA, para el cual se deben considerar la elaboración de la línea base, la identificación de potenciales impactos y medidas reparatorias, así como la incorporación de todos los antecedentes para que el proyecto pueda ser evaluado y aprobado ambientalmente por las instituciones públicas competentes. Un aspecto importante es considerar los plazos para la elaboración de la línea base marina, cuyas campañas de mediciones deben ser ejecutadas en un período total de 2 años, incluyendo los estudios básicos de corrientes para el estudio de la dispersión de la pluma salina generada por la descarga de la salmuera del proceso de desalinización;
- Se deben considerar la identificación de las áreas o sitios protegidos, sitios prioritarios para la conservación, sitios en áreas de riesgo geológico, y todos aquellos sitios que puedan ser de valor histórico para las comunidades, además de considerar los poblados o comunidades que se encuentren en los alrededores de las obras que conforman el proyecto (obras marinas, planta desalinizadora, sistema de impulsión, planta generadora de energía, líneas de conexión, etc). Para el caso de estudio, sus componentes no interfieren con sitios protegidos o con AMERB;
- Definir la cantidad de recursos a utilizar en el proyecto, siendo el recurso hídrico, el energético y de combustibles los que se deben definir con antelación para poder promover la continuidad de los trabajos;
- Definir las medidas de mitigación en caso de ser necesario para poder cumplir con los compromisos ambientales vigentes, esto también implica el manejo de desechos y residuos tanto en la ejecución de la construcción como en la operación.

En todo momento se deben cumplir las normativas ambientales vigentes y definir la solicitud de permisos ambientales sectoriales (PAS) según la zona en donde se emplace el proyecto mediante la elaboración de un plan maestro de permisos, en donde se consideren los permisos estratégicos y no estratégicos que requieran una gestión temprana en términos de su preparación, solicitud y obtención. Recordar que si se requiere la construcción de obras marinas de captación y descarga, se debe incluir la concesión marítima como permiso clave para el desarrollo de la iniciativa. Los permisos respecto al suministro eléctrico de parte de la planta generadora se deben gestionar en conjunto con el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

9.1.2 Aspectos Territoriales

Dentro de los aspectos territoriales más relevantes para un proyecto integral de agua y energía, se encuentran los siguientes:

- Identificación de las zonas donde se emplazarán las obras que componen el proyecto y de acuerdo a esto, identificar la necesidad de solicitar servidumbres, arrendamientos, concesiones marítimas, concesiones mineras u otro tipo de autorizaciones para la ejecución y operación del proyecto;
- De acuerdo con lo anterior, identificar de forma estratégica los territorios en donde se genere el menor impacto posible como, por ejemplo, la intervención en predios privados.

La identificación temprana de ciertos territorios puede ayudar a acortar los tiempos de solicitudes de autorizaciones, por lo que debería considerarse como estrategia para este tipo de proyectos.

9.1.3 Aspectos Comunitarios

Los aspectos comunitarios más relevantes para un proyecto integral de agua y energía son los siguientes:

- Identificar las principales fuentes de emisiones a nivel de ruido, vibraciones, polvo, gases u otros que pudiera afectar a los actores o comunidades alrededor de las áreas de intervención de proyecto;
- De acuerdo con las zonas donde se emplazará las obras que componen el proyecto, se debe tener en consideración la posible alteración en la infraestructura comunitaria existente o áreas con valor para la comunidad (red vial, seguridad, salud, educación, etc), ya sea por sus características funcionales o culturales;
- De acuerdo con las zonas donde se emplazará el proyecto se debe generar un plan de involucramiento de los posibles actores que se puedan relacionar o interactuar con el proyecto, incluyendo empresas, organizaciones, personas naturales o asentamientos humanos indígenas ubicados dentro del área de influencia;

- Se debe considerar una estrategia comunicacional y de relaciones con los actores identificados, considerando también un abordaje territorial, acercamiento inicial y proceso de socialización del proyecto, así como implementar medidas de involucramiento activo de las comunidades en etapas tempranas de desarrollo del modelo;
- De acuerdo con el punto anterior, es necesario tener un relacionamiento constante con los interesados y así tener en control las percepciones, inquietudes y potenciales impactos que emanen de ellos, de manera tal de mantenerlos involucrados y con una disposición favorable al proyecto.

Para el caso de estudio, uno de los usuarios beneficiados con el desarrollo de la iniciativa en la zona son las comunidades de Huasco, Freirina y Vallenar, además de las comunidades rurales e indígenas. El que la iniciativa sea multipropósito beneficia a todos los usuarios a los que se les va a suministrar el agua, promoviendo la obtención de permisos ambientales.

9.1.4 Aspectos regulatorios a nivel nacional

9.1.4.1 Descarbonización

La disminución de la huella de carbono es un compromiso que Chile adoptó para ser concretado al año 2050, para el cual la transición energética cumple un rol fundamental. Existe un programa de descarbonización (Ref. [133]) que busca y promueve la transición energética hacia fuentes de energías renovables no convencionales, de manera de disminuir la generación de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂) proveniente de las fuentes de energía convencionales como la térmica.

Este programa de descarbonización busca alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050 y el cierre total de las 28 centrales termoelectricas para el año 2040, lo cual se considera fundamental para el desarrollo de proyectos de este tipo (energéticos y de industrias que requieran el suministro energético), tanto así que instituciones financieras consideran estos aspectos para poder dar financiamiento a distintos proyectos.

Este criterio de descarbonización está alineado directamente con el caso de estudio, con la definición de ubicación de la planta desalinizadora en el sector de Guacolda, tal como se mencionó en la Sección 6.1.1.2.

9.1.4.2 Desafíos para garantizar la transición energética

Para poder garantizar la transición energética en Chile, se requiere de cambios regulatorios, medidas de corto plazo que incentiven la inversión y mayores esfuerzos para aumentar la capacidad de transmisión, además de mejorar los sistemas de almacenamiento de energía (Ref. [77]).

La implementación de proyectos de generación de energía renovable puede tardar entre 1 a 2 años, mientras que el desarrollo de las líneas de transmisión puede alcanzar un plazo superior a siete años de desarrollo dependiendo del caso (Ref. [77]), por lo anterior se requiere una planificación estratégica de mediano y largo plazo para garantizar el desarrollo de los proyectos que permitan transportar la energía desde los centros de generación hasta donde están las demandas.

Sin embargo, según la Ref. [77], aún se requiere inversión en almacenamiento de la energía, modernización de la red y la utilización de nuevas tecnologías para cumplir la meta nacional de descarbonización para 2050 y apoyar la electrificación, puesto que no basta con solo incentivar la creación y/o inversión de los proyectos de energías renovables.

Adicionalmente, el desafío de descarbonización debe ser abordado incluyendo la dimensión comunitaria y medioambiental en todo momento, por cuanto el cierre de plantas puede tener un impacto directo en el empleo, la economía y el ecosistema donde se ubican las comunidades cercanas.

9.1.4.3 Desafíos para el sistema de transmisión eléctrica

La situación actual del sistema eléctrico en Chile muestra que las líneas de transmisión no son capaces de transportar en su totalidad la cantidad de energía que se puede producir, a esto se le llama que el sistema de transmisión no tiene holgura. Lo anterior se traduce en que a ciertas horas del día se produce más energía de lo que se puede transmitir y esa energía no puede ser inyectada al sistema (Ref. [77]).

Dado lo anterior, resulta fundamental que el sistema de transmisión cuente con capacidad suficiente para satisfacer la creciente demanda de energía y asegurar la incorporación de ERNC al sistema.

En este sentido, se destaca la propuesta de expansión para el sistema de transmisión eléctrico recientemente presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, el 23 de enero del presente año, propuesta que incluye 23 proyectos de transmisión por un monto de inversión total de US\$279 millones (Ref. [91]).

9.1.5 Otros aspectos

Dentro de otras iniciativas y políticas impulsadas por diferentes instituciones públicas, se pueden identificar compromisos tomados con organismos internacionales en aspectos asociados a equidad de género y su relación con medioambiente y energía.

A continuación, se detallan algunas iniciativas en equidad de género de organismos del estado que trabajan en temas medioambientales o de relevante interés medioambiental (Ref. [80] y [81]) y que podrían ser abordados en el plan de involucramiento de interesados en un proyecto integrado de agua y energía multipropósito como el propuesto en el presente estudio:

Ministerio de Medio Ambiente (MMA)

- Reactivación de la Comisión de Género del MMA, con el propósito de incorporar el enfoque de género en el diseño, implementación y evaluación de las políticas medio ambientales y climáticas;
- Dar cumplimiento a los compromisos del MMA en el programa de trabajo del indicador de género del Programa de Mejoramiento de la Gestión (PMG) y de los compromisos ministeriales de género;
- Sensibilizar y capacitar a los funcionarios en la aplicación de los conceptos de género en las políticas medio ambientales;

Ministerio de Energía

- Creación de la iniciativa “Energía + Mujer”, en donde se busca realizar encuentros de mujeres del sector de energía para abrir espacios, generar redes, compartir experiencias y analizar potenciales soluciones;
- Mayor participación de mujeres en las consultas públicas que afectan directamente en la Política Nacional Energética (PEN);
- Participación en la Mesa Nacional sobre la vinculación de “Género” con temáticas de “Energía y Cambio Climático”, y en encuentros como el de “Cambio Climático e Igualdad de Género”;
- Avanzar en la industria del hidrógeno verde promoviendo un crecimiento limpio, inteligente e inclusivo, en donde las iniciativas “Formación de Capacidades e Innovación” y “Desarrollo Social y Territorial” consideran un enfoque de género y de derechos humanos.

Sección 10

Conclusiones y recomendaciones

En el presente estudio se abordó el desarrollo de un modelo general para analizar distintas configuraciones en la implementación de un proyecto integral agua-energía. Esto consiste en un proyecto de suministro hídrico multipropósito integrado con un proyecto eléctrico renovable para la alimentación energética de las necesidades del primero. Se evalúa la aplicación del modelo a cuencas que presenten un déficit hídrico provocado tanto por el aumento de la demanda de los sectores económicos como por la disminución en la disponibilidad de aguas continentales producto de los efectos del cambio climático; en particular, en esta publicación se tomó como caso de estudio la cuenca del Río Huasco.

A partir de la integración del proyecto de suministro hídrico multipropósito con las diferentes estrategias del proyecto de suministro eléctrico que se consideraron en el caso de estudio, lo cual se analizó en la Sección Sección 7, se pudo observar que la opción de menor costo de inversión corresponde a la estrategia de suministro eléctrico desde el SEN, con un monto total de aproximadamente 1.920 MUSD, no obstante es la estrategia que tiene el mayor costo de operación, principalmente debido a la componente asociada a la compra de energía. En la medida que se incorporan inversiones asociadas a generación y almacenamiento de energía se observa una disminución en los costos de operación y un aumento en el CAPEX.

Por otra parte, desde el punto de vista de suministro energético, la estrategia de incorporar una planta de generación CSP como parte de la inversión total del proyecto, debería ser considerada como una opción válida, ya que permite obtener costos unitarios medio de producción (6,2 USD/m³) y un VPC comparables con los estimados con la estrategia de suministro eléctrico desde el SEN (5,6 USD/m³), no obstante, sus costos de inversión se estiman en cerca del doble (4.093 MUSD). Lo anterior se debe a que esta tecnología permite suministrar energía tanto en el día como en la noche, dado que este tipo de plantas considera sistemas de almacenamiento de energía. Si bien la estrategia de suministro eléctrico a través de plantas fotovoltaicas con baterías para el almacenamiento de energía también permite el suministro durante la noche, los ahorros en los costos de operación no son suficientes para compensar el aumento en los costos de inversión, asociados al aumento de la superficie de los paneles fotovoltaicos y el parque de baterías para almacenamiento de energía durante el día y entrega en la noche.

En relación a lo anterior, un elemento relevante a considerar es el CAPEX asociado a cada estrategia de suministro eléctrico. En el presente estudio se asumió realizar un sobredimensionamiento de las plantas de energía renovable, de manera que estas sean capaces de suministrar la totalidad de la demanda energética del proyecto agua en cualquier horario con disponibilidad del recurso renovable. Por esta razón, es importante considerar que aún existe un gran espacio para explorar en las distintas configuraciones y tamaños óptimos de las plantas de generación renovable, así como en los distintos contratos de suministro y estrategias a aplicar para el arbitraje energético, de manera de encontrar formas para reducir el costo energético del proyecto y los costos unitarios de producción de agua desalinizada.

En un segundo nivel de análisis, con el objetivo de obtener los costos unitarios de producción diferenciados por cada punto de entrega, se elaboró un modelo integrado para la distribución del CAPEX y OPEX del proyecto agua-energía por tipo y ubicación de cada usuario. En el caso de las obras hidráulicas, su distribución se realizó en función del caudal; y en el caso de las obras de generación y suministro eléctrico, en función del caudal y la altura de elevación (i.e. potencia). En base a lo anterior, y para cada escenario de suministro eléctrico, se obtuvo el costo unitario de producción por cada punto de entrega, cuyo rango se presenta en la siguiente figura:

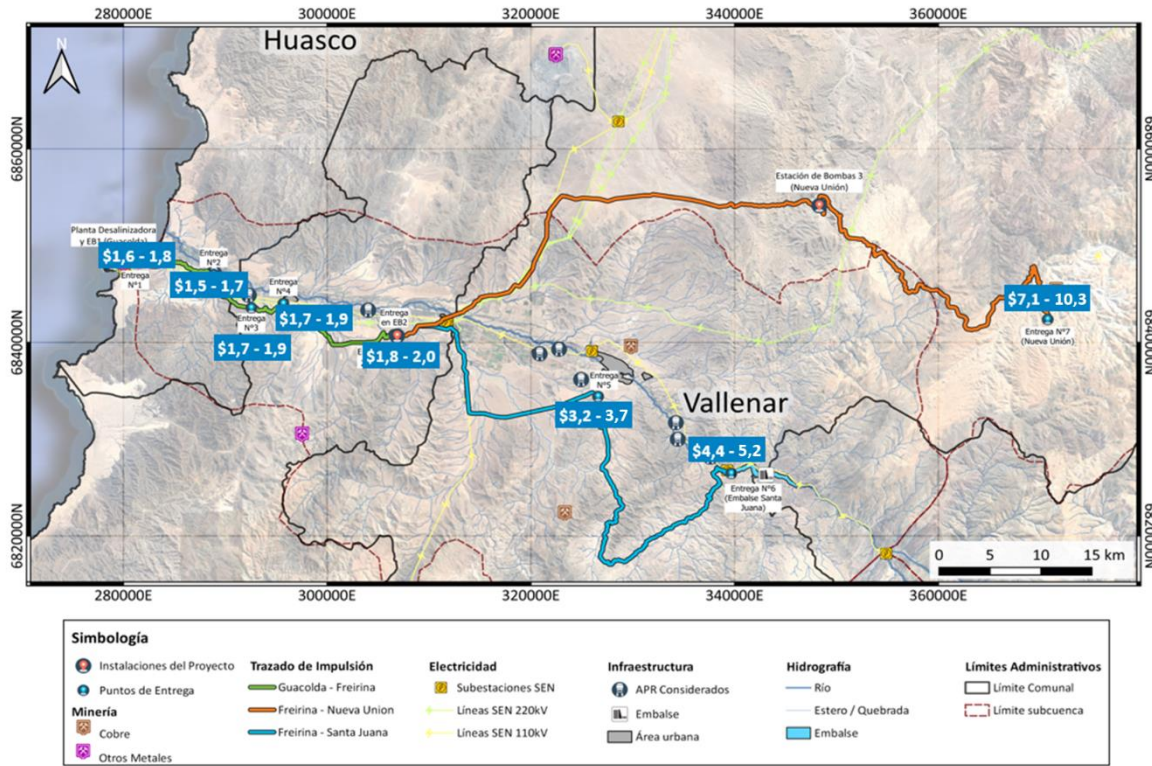


Figura 10-1 Costos unitarios (USD/m³) por punto de entrega

Los costos unitarios estimados permiten concluir que a medida que el punto de entrega se ubica en una zona a mayor distancia y elevación de la planta desalinizadora, aumenta el costo unitario de producción del agua. De la misma forma, a medida que aumenta el caudal demandado por el punto de entrega los costos de producción también aumentan.

A modo de sensibilización, se estimaron los costos unitarios de producción para dos escenarios con una menor demanda, el primero sin incluir la potencial demanda del cliente minero (Nueva Unión) y el segundo, sin la demanda del sector agrícola (Embalse Santa Juana). En ambos casos se verifica que para un proyecto agua-energía de menor escala se obtienen costos unitarios de producción mayores con respecto a los presentados anteriormente, confirmado los beneficios que se pueden obtener gracias a las economías de escala de este tipo de proyectos.

Adicionalmente, se analizó el efecto de incorporar en el financiamiento del proyecto agua-energía un subsidio directo a la inversión asociada a los clientes de agua potable (urbanos y rurales), en cuyo caso el costo unitario de producción se reduce entre un 13% y casi un 70%, dependiendo del porcentaje de subsidio (25%, 50% o 100%) y el punto de entrega.

Respecto a los plazos de implementación de un proyecto agua-energía como el abordado en el presente estudio, se ha estimado que desde las etapas tempranas de desarrollo de estudios básicos hasta la entrada en operación, se debería considerar un plazo de al menos 8 años, pudiendo extenderse hasta 10 años.

Tomando en cuenta lo anterior, y el análisis realizado para el presente caso de estudio, como conclusión se identificaron las siguientes variables claves para el desarrollo de un proyecto integral agua-energía:

- Identificación de **cuencas o zonas** que cuenten con una condición de déficit hídrico, de manera de poder estimar el déficit que alcanzará la zona en un periodo de tiempo determinado, lo cual definirá el caudal de diseño para el proyecto de suministro hídrico.
- **Identificación y ubicación de los principales consumidores** en la cuenca o zona de estudio, así como la verificación de **la calidad del agua requerida** para cada uso, con el objeto de conceptualizar un proyecto que incorpore la sinergia de un modelo multipropósito y las economías de escala de un proyecto de mayor capacidad.
- Elección de la **tecnología de tratamiento a utilizar** para la producción del suministro hídrico, la cual dependerá de la calidad de agua para cumplir con los requerimientos de los distintos usuarios.
- Identificación de las **condiciones y restricciones ambientales, territoriales y comunitarias** en la zona en estudio para su incorporación temprana en el desarrollo del proyecto. El diseño y ubicación de las diferentes componentes del proyecto de agua depende directamente de los análisis ambientales y territoriales en la zona de interés.
- **Identificación y sistematización de interesados (stakeholders)** y elaboración de un plan estratégico de comunicación e involucramiento activo.

Por otro lado, el modelo elaborado en el presente estudio permite relacionar la integración de un proyecto de suministro hídrico con uno de suministro energético proveniente de fuentes renovables, mediante la obtención de un costo unitario de producción de agua desalinizada para el suministro hídrico para distintos usuarios en la cuenca, dependiendo de la estrategia de suministro eléctrico, mediante la distribución de costos según la ubicación (altura y distancia) y demanda hídrica del cliente final. A partir de dicho modelo es posible efectuar los siguientes análisis:

- Identificar el efecto de posibles sinergias entre los principales actores de la cuenca y estudiar distintos escenarios de suministro eléctrico, demanda y financiamiento.
- Identificar partidas de costos de mayor incidencia. En este caso el suministro energético es el que tiene mayor incidencia sobre los costos de operación y mantención de un proyecto de agua, para lo cual se recomienda realizar en etapas posteriores de desarrollo una optimización del sistema de suministro de energía para definir el tamaño ideal de la planta de generación renovable, así como un análisis detallado de las diferentes modalidades de contratos de compraventa para los excedentes de energía, y los posibles off takers de energía renovable en la zona de estudio.
- Evaluación de distintas estrategias de financiamiento para el proyecto tales como: subsidios o incentivos a la inversión, escenarios de sensibilidad en cuanto al cambio en la demanda de los clientes, entre otras situaciones de interés.

La implementación de un proyecto integral de agua y energía es extrapolable a otras cuencas del país, en especial en aquellas que cuentan con infraestructura de regadío (embalses y red de canales) existente. En particular, del caso de estudio es posible concluir que al incorporar el suministro energético en un proyecto de abastecimiento hídrico, además de permitir reducir la huella de carbono por el uso de energías renovables, se obtiene independencia energética y seguridad de suministro, por lo que estos proyectos integrales también entregan independencia hídrica. Esto permite desacoplar la influencia de las condiciones hidrológicas sobre la oferta hídrica, generando mayor seguridad de abastecimiento para los distintos usuarios y sustentabilidad de las actividades económicas y de desarrollo local, al mismo tiempo que resguardar la protección del medioambiente, así como de las comunidades de los territorios donde se emplacen las obras del proyecto.

En cuanto a la relación del proyecto con los usuarios finales de la zona en donde se emplace, en la Sección 8 del presente informe, se aborda un levantamiento y análisis de los principales interesados (stakeholders) y actores que potencialmente se pudiesen relacionar con un proyecto integral agua-energía, ya sea desde el punto de vista de los organismos o instituciones públicas que se relacionan, fiscalizan o regulan la construcción y operación de este tipo de proyectos; como desde los agentes privados ubicados en la cuenca del río Huasco según el caso de estudio, y que podrían verse beneficiados o afectados por su implementación. Específicamente, la implementación de un proyecto integral de agua y energía con un enfoque multipropósito puede generar una serie de beneficios a los usuarios finales y comunidades locales, dentro de los cuales se cuentan:

- Mejorar la gestión del recurso hídrico al proveer una solución integral a la cuenca y suplir el déficit hídrico de la zona;
- Obtener menores costos unitarios de producción al contar con una mayor escala;
- Obtener mejores alternativas de financiamiento, tales como inversionistas privados del sector minero, como mecanismos de asociación público-privada;
- Reducir tiempos en tramitación de permisos ambientales para su implementación, al considerar un proyecto único en lugar de múltiples proyectos disgregados en el territorio, cada uno de los cuales requerirá el desarrollo de los estudios de línea base e ingeniería para su tramitación por separado en el SEIA, lo que se puede traducir en mayores costos y plazos;

- Permite aprovechar la posibilidad de utilizar infraestructura existente, como por ejemplo, reutilizar centrales de carbón con cierre planificado (i.e. obras de conexión y transmisión existentes, terrenos disponibles para planta desalinizadora, etc.). Además, reconvertir centrales de carbón ubicadas en el borde costero da la posibilidad de aprovechar las concesiones marítimas otorgadas, minimizando los requerimientos de terrenos y así generar menor impacto en las comunidades y el medioambiente;
- Involucrar tempranamente a las comunidades en torno a un proyecto común, respetuoso de la cultura local y de las relaciones de dichas comunidades con el entorno, además de identificar posibles requerimientos de suministro hídrico y energético que pudiesen tener las comunidades en el futuro;
- Sostenibilidad de la actividad económica en la cuenca por disponibilidad de recursos hídricos, tanto para el consumo humano, actividad agrícola y pecuaria, y desarrollo de proyectos mineros, energético y servicios relacionados.

Finalmente para el desarrollo e implementación de un proyecto agua-energía, ya sea en la cuenca del río Huasco como en otra ubicación, se plantean las siguientes **recomendaciones**:

- Para las futuras etapas de desarrollo de un proyecto de este tipo, se requiere la ejecución de estudios básicos tanto para el diseño específico y optimización de las obras que lo componen, como para la elaboración de la documentación requerida para solicitar la aprobación ambiental en el SEIA. Preliminarmente se requeriría la ejecución de al menos los siguientes estudios:
 - Estudios de corrientes y análisis de dilución en borde costero;
 - Estudios de batimetría y oceanográficos;
 - Arqueología superficial y sub acuática;
 - Estudios de riesgo de tsunami;
 - Estudios hidrológicos, crecidas y riesgos de inundación;
 - Estudios de socavación y mecánica fluvial;
 - Análisis de calidad de agua de la fuente;
 - Estudios topográficos;
 - Estudios de mecánica de suelos;
 - Análisis de posibles off takers y generadores de energía renovable en la zona.
 - Optimización de sistema de suministro energético y análisis de diferentes configuraciones de contratos para el suministro y excedentes de energía.
- Para que el desarrollo de proyectos integrados de agua y energía puedan llevarse a cabo de forma sustentable, se recomienda identificar los interesados (*stakeholders*) o actores que puedan verse beneficiados o afectados. Luego se recomienda desarrollar estrategias comunicacionales y de relacionamiento con cada uno de los interesados, considerando aspectos ambientales, territoriales, comunitarios y de equidad de género que puedan afectar a cada uno de ellos, prestándole especial atención a industrias con similares objetivos y a las comunidades urbanas, rural e indígenas. Con lo anterior, se podrá definir la estrategia correcta para cada actor en cuanto a la entrega de información, proceso de socialización del proyecto, participación y/o respuesta a inquietudes.

- Se debe considerar, en etapas posteriores de estudio, un análisis de capacidad en el embalse Santa Juana, con el objetivo de identificar si esta obra de regulación cuenta con la capacidad suficiente para acumular los caudales analizados en el presente estudio. En este mismo sentido, se debe analizar la posibilidad de realizar un mejoramiento o recuperación de capacidad, según se estime necesario.
- Analizar la aplicación de subsidios a la inversión o a la tarifa para el cliente agrícola de acuerdo con las necesidades futuras. Este estudio no realizó este análisis puesto que el financiamiento para este sector se destina principalmente para la construcción de embalses, o para mejorar la infraestructura predial, financiando la compra de maquinaria e implementos, sistemas de riego, animales, materiales, entre otros, pero podría ser de interés para otros casos de estudio.
- Dado que el sistema eléctrico de Chile se encuentra altamente desarrollado y regulado, se recomienda evaluar diferentes configuraciones de contratos para el suministro eléctrico desde fuentes renovables, que permitan minimizar el costo de producción y distribución de agua desalinizada, aprovechando al mismo tiempo los períodos de menor demanda eléctrica y por tanto de menores costos.
- Promover la transición energética sustentable mediante energías renovables debe ir de la mano con acciones que promuevan el desarrollo de proyectos para expandir el sistema de transmisión, por lo que se recomienda seguir trabajando en cambios regulatorios que permitan mayor agilidad en la gestión y aprobación de estos proyectos.
- Finalmente, resulta altamente recomendable abordar los proyectos de suministro hídrico con una mirada que incorpore como uno de los ejes principales los beneficios de las economías de escala para proyectos de mayor tamaño, integrando tempranamente a las pequeñas comunidades (en especial las que actualmente son altamente vulnerables a la disponibilidad de recursos hídricos superficiales o subterráneos) con los grandes consumidores (sector minero y agrícola para el caso de estudio), que posibiliten soluciones aplicables a nivel de cuenca, incluyendo instrumentos de asociación público-privada que permitan el desarrollo y financiamiento de estos proyectos intensivos en capital.

Sección 11

Referencias

11.1 Antecedentes

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)

- [1] Identificación de zonas para el desarrollo de proyectos integrales de agua y energía (2020);
- [2] Cierre de centrales térmicas a carbón: recomendaciones y buenas prácticas para el involucramiento de actores (2021);
- [3] Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno (2021);
- [4] Tecnología de Almacenamiento de CSP - Últimos desarrollos (2014).

Ministerio de Obras Públicas (MOP)

- [5] Plan Estratégico de Gestión Hídrica en la Cuenca de Huasco (2020);
- [6] Cuenca del Río Huasco: diagnóstico y clasificación de los cursos y cuerpos de agua según objetivos de calidad (2004);
- [7] Red Hidrométrica Dirección General de Aguas (DGA).⁶⁶

Ministerio de Energía

- [8] Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (2020);
- [9] Estrategia Nacional de Electromovilidad (2022);
- [10] Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón (2020);
- [11] Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables (2021).

United States Environmental Protection Agency (US EPA)

- [12] Water Quality Standards Handbook (2014).

Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)

- [13] Planta Desalinizadora Guacolda, Guacolda Energía S.A. (2018);
- [14] Planta Desalinizadora Cerro Blanco, Atacama Sur Spa (2019);

⁶⁶ <https://snia.mop.gob.cl/BNAConsultas/>

- [15] Plan Estratégico Modificación Plan Minero Mina Los Colorados, Compañía Minera del Pacífico S.A. (2020);
- [16] Ampliación y Mejoras Operacionales en Planta de Pellets, Compañía Minera del Pacífico S.A. (2009);
- [17] Actualización del Sistema de Depositación de Relaves de Planta de Pellets, Compañía Minera del Pacífico S.A. (2013);
- [18] Normalización Continuidad Operacional – Planta Vallenar, Empresa Nacional de Minería (ENAMI) (2018);
- [19] Continuidad Operacional Mina Dos Amigos, Compañía Explotadora De Minas Spa (2019);
- [20] Proyecto Cerro Blanco, SCM White Mountain Titanium (2013);
- [21] Actualización y modificación del programa de prospecciones geológicas Proyecto Productora, Sociedad Minera El Águila Spa (2017);
- [22] Suministro Complementario de Agua Desalinizada para Minera Escondida, Minera Escondida Limitada (2008);
- [23] Planta Desalinizadora ENAPAC, Trends Industrial S.A. (2017);
- [24] Proyecto Fotovoltaico Las Tablas, El Cóndor Solar Spa (2021);
- [25] Parque Fotovoltaico Hijuela, CMS Energy (2021);
- [26] Planta de Concentración Solar de Potencia Tamarugal Solar, Solar Reserve Chile Ltda (2016);
- [27] Optimización Planta Solar Likana, Likana Solar Spa (2021);
- [28] Proyecto Transporte terrestre de Sustancias corrosivas en la Región de Atacama (2015);
- [29] Declaración de Impacto Ambiental - Reinicio Operacional Planta Dos Amigos (2018).

Ministerio de Medio Ambiente

- [30] Catastro de Humedales Urbanos⁶⁷.

Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA)

- [31] Red Agrometeorológica⁶⁸.

⁶⁷ <https://humedaleschile.mma.gob.cl/humedales-urbanos/>

⁶⁸ <https://agrometeorologia.cl/>

Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante (DIRECTEMAR)

- [32] Guía para la evaluación ambiental de proyectos industriales de desalación en jurisdicción de la autoridad marítima (2021)⁶⁹.

Comisión Nacional de Energía (CNE)

- [33] Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM (2021)⁷⁰;
- [34] Informe de costos de tecnologías de generación (2020)⁷¹.
- [35] Resolución Exenta N° 898. Aprueba informe técnico definitivo para la fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- [36] Resolución Exenta N° 841. Fija y comunica Cargo por Servicio Público.

CONAF

- [37] Catastro y Actualización de los Recursos Vegetacionales y Uso de la Tierra de la Región de Atacama (2018)⁷².

AACE

- [38] AACE International Recommended Practice No. 18R-97 Cost Estimate Classification System.

Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA)⁷³

- [39] Renewable Power Generation Costs in 2021.

Ministerio de Agricultura

- [40] Catastro Frutícola Región de Atacama (2021)⁷⁴;
- [41] Comisión Nacional de Riego, Seminario “Desalación: la agricultura mirando al mar” (2021). Presentación de Domingo Zarzo.⁷⁵

⁶⁹

https://www.directemar.cl/directemar/site/docs/20211115/20211115120951/guia_desaladoras_2021_vf_2.pdf

⁷⁰ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/03-ITP-Estudio-de-la-Unidad-de-Punta_VF.pdf

⁷¹ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

⁷² <https://sit.conaf.cl/>

⁷³ Por sus siglas en inglés International Renewable Energy Agency

⁷⁴ <https://bibliotecadigital.ciren.cl/handle/20.500.13082/33266>

⁷⁵ https://www.cnr.gob.cl/wp-content/uploads/2021/07/Presentacion_Domingo_Zarzo.pdf

Servicio Agrícola y Ganadero

- [42] Anexo 1 – Criterios de calidad de suelos y de aguas o efluentes tratados para uso en riego.⁷⁶

Instituto Nacional de Estadística (INE)

- [43] Boletín Informativo del Parque Vehicular - INE Atacama (2021).

Subsecretaría de Transportes

- [44] Actualización de Modelo de Costos de Transporte de Carga para el Análisis de Costos Logísticos, del Observatorio Logístico (2020)⁷⁷;
- [45] Análisis de costos y competitividad de modos de transporte terrestre de carga interurbana (2011)⁷⁸.

Empresa Nacional de Minería (ENAMI)

- [46] Memoria Anual 2021⁷⁹.

Ministerio de Minería / Comisión Chilena del Cobre (Cochilco)

- [47] Inversión en la minería chilena - Cartera de proyectos 2022 -2031⁸⁰;
- [48] Inversión en la minería chilena - Cartera de proyectos 2016 -2025⁸¹.

Gobierno de Chile

- [49] Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile (2020)

⁷⁶<http://biblioteca-digital.sag.gob.cl/documentos/medio ambiente/criterios calidad suelos aguas agricolas/pdf aguas/anexo A/boro.pdf>

⁷⁷<https://www.subtrans.gob.cl/wp-content/uploads/2020/09/Actualizacio%CC%81n-de-Modelo-de-Costos-de-Transporte-de-Carga-para-el-Ana%CC%81lisis-de-Costos-Logi%CC%81sticos-del-Observatorio-Logi%CC%81stico.pdf>

⁷⁸<http://www.subtrans.cl/subtrans/doc/InformeFinalCorregido.pdf>

⁷⁹https://www.enami.cl/EnamiTransparente/B_Memorias/Memoria%20Enami%202021_PC_compressed.pdf

⁸⁰

<https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/2022%2011%2007%20Inversi%C3%B3n%20en%20la%20miner%C3%ADa%20chilena%20-%20cartera%20de%20proyectos%202022%20-%20202031.pdf>

⁸¹<https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20Inversion%20Minera%202016.pdf>

11.2 Normas

Instituto Nacional de Normalización (INN)

- [50] NCh1333.Of78 – Requisitos de calidad del agua para diferentes usos;
- [51] NCh409/1:2005 – Agua Potable – Parte 1 – Requisitos.

American Society for Testing and Materials (ASTM)

- [52] ASTM D1193 – Standard Specification for Reagent Water.

American Society of Mechanical Engineers (ASME)

- [53] ASME B31.4 - Pipeline Transporting Systems for Liquids and Slurries (2019);
- [54] ASME 36.10M – Welded and Seamless Wrought Steel Pipe.

Ministerio Secretaría General de la Presidencia

- [55] DS 90 –Establece la norma de emisión para la regulación de contaminantes asociados a las descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales;
- [56] Ley 19.300 – Aprueba Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

- [57] Ley 20.257 – Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales;
- [58] DS 44 – Aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Ministerio de Energía / Comisión Nacional de Energía (CNE)

- [59] Decreto 148 – Política Nacional de Energía.

Ministerio de Justicia

- [60] DFL 1122 – Fija texto del Código de Aguas.

Ministerio de Medio Ambiente

- [61] Decreto 14 - Reglamento para la determinación del caudal ecológico mínimo.

Parlamento Europeo

- [62] Directiva 2006/113/CE.

Australian and New Zealand Governments (ANZG)

- [63] Australian and New Zealand Guidelines for Fresh and Marine Water Quality (2018).⁸²

11.3 Bibliografía

- [64] Alhathal Alanezi, A., Abdallah, H., El-Zanati, E., Ahmad, A., & Sharif, A. (2016). *Performance Investigation of O-Ring Vacuum Membrane Distillation Module for Water Desalination*. Journal of Chemistry.
- [65] Al-Karaghoul, A., & Kazmerski, L. (2013). *Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 343-356.
- [66] American Membrane Technology Association -AMTA (2023). Membrane Technology Fact Sheets. Fact Sheet N°24 - Energy Recovery Devices.
- [67] Catarino, J., Picado, A., & Lopes, T. (2021). *Assessing water availability and use for electrolysis in hydrogen production*. no. March.
- [68] Cole, W., Frazier, A. W., & Augustine, C. (2021). *Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update* (No. NREL/TP-6A20-79236). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- [69] Franks, R., Garrote, M. N. R., Bartels, C., Egea, R. J., Carrión, M. L., Saura, A. J. T., & Prieto, M. R. (2013). Analyzing three years of SWRO plant operation at elevated feed pH to save energy and improve boron rejection. In *The International Desalination Association World Congress on Desalination and Water Reuse, Tianjin, China*.
- [70] Fundación Chile (2022.) *Gobernanza desde las cuencas: Institucionalidad para la seguridad hídrica en Chile*.
- [71] Huang, B., Pu, K., Wu, P., Wu, D., & Leng, J. (2020). Design, selection and application of energy recovery device in seawater desalination: A review. *Energies*, 13(16), 4150.
- [72] Ihsanullah, I., Muataz A., A., Muhammad, S., & Mazen K., N. (2021). *Desalination and environment: A critical analysis of impacts, mitigation strategies, and greener desalination technologies*. Science of the Total Environment, 18.
- [73] International Desalination Association (IDA). (2021). *Desalination Brine Mining for Sodium Chloride and Bromine*. Obtenido de In the news - IDA: <https://idadesal.org/desalination-brine-mining-for-sodium-chloride-and-bromine/>
- [74] Kiatreungwattana, K., Mosey, G., Jones-Johnson, S., Dufficy, C., Bourg, J., Conroy, A., Brown, K. (2013). *Best Practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills. A Study Prepared in Partnership with the Environmental Protection Agency for*

⁸² <https://www.waterquality.gov.au/anz-guidelines>

- the RE-Powering America's Land Initiative: Siting Renewable Energy on Potentially Contaminated Land and Mine Sites (No. NREL/TP-7A30-52615)*. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).
- [75] Kim J. (2018). *Optimizing seawater reverse osmosis with internally staged design to improve product water quality and energy efficiency*. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2018.09.046> R
- [76] Latorre, M. (2010). *El Boro En La Desalación. Experiencia en la Planta de Valdelentisco: Murcia, Spain*.
- [77] La Tercera (2023). *Descarbonizando Chile, cómo hacemos la transición energética*. Ediciones Especiales La Tercera.
- [78] Martin, C. S. (2000). Hydraulic transient design for pipeline systems. *Water distribution systems handbook. Chapter 6*.
- [79] Ministerio de Energía (H2). (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde - Chile 2020*. Obtenido de Ministerio de Energía: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- [80] Ministerio de Energía. (2022). *Anuario Energía +Mujer y +Mujeres en Minería - Avances 2021 y Desafíos 2022*. Obtenido de Ministerio de Energía: <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/anuario2022mujer.pdf>
- [81] Ministerio del Medio Ambiente. (2020). *Informe del Estado del Medio Ambiente - Capítulo 3: Género y Medio Ambiente*. Obtenido de Sistema Nacional de Información Ambiental: <https://sinia.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/04/3-genero-y-medio-ambiente.pdf>
- [82] Salinas Rodriguez, S. G., Schippers, J. C., Amy, G. L., Kim, I. S. & Kennedy, M. D. (eds.) (2021). *Seawater Reverse Osmosis Desalination: Assessment and Pre-treatment of Fouling and Scaling*, London: IWA Publishing.
- [83] Voutchkov, N. (2012). *Desalination Engineering: Planning and Design*. McGraw-Hill Professional.
- [84] Winckler, P. (2021). *Guía para el Modelado de la Hidrodinámica y del Proceso de Mezcla de Descargas Salinas y Térmicas Asociadas a Proyectos de Plantas Termoeléctricas y Desalinizadora*.
- [85] Wilf, M., & Awerbuch, L. (2007). *The guidebook to membrane desalination technology: reverse osmosis, nanofiltration and hybrid systems: process, design, applications and economics*. Balaban Desalination Publications.

11.4 Sitos Web

- [86] Aquatech (2023). *AVMD™ Advanced Vacuum Membrane Distillation*.
<https://www.aquatech.com/innovations/r3mod/avmd-advanced-vacuum-membrane-distillation/>
- [87] Atacama Hydrogen Hub. *Supply & Demand Projections*.
<https://atacamahydrogenhub.com/supply-and-demand/#supply>
- [88] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). Cobro de Tarifas de agua potable y alcantarillado.
https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/23946/1/Inf_%20cobro%20de%20agua%20potable%20y%20alcantariilado%20_rev_PM_eval_final.pdf
- [89] Biblioteca del Congreso nacional (BCN). Matriz energetica y electrica en chile 2021
https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32492/1/BCN_Matriz_energetica_electrica_en_Chile.pdf
- [90] Centrales Termosolares (2023). *Componentes de centrales termosolares*.
<http://www.centrales termosolares.com/centrales-receptor-torre>
- [91] Coordinador Eléctrico Nacional (2023). *Coordinador Eléctrico Nacional publica propuesta de expansión del Sistema de Transmisión del año 2023 por US\$ 279 millones*.
<https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-electrico-nacional-publica-propuesta-de-expansion-del-sistema-de-transmision-del-ano-2023-por-us-279-millones/>
- [92] Coordinador Eléctrico Nacional (2023). *Reporte energético enero 2023*.
<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/01/CEN-Reporte-Energetico-SEN-ene23.pdf>
- [93] Colorquímica (2023). *Tratamiento de aguas. Marvacol Aqua*.
<https://colorquimica.com.co/mercados-atendidos/tratamiento-de-aguas/>
- [94] Comisión Nacional de Energía (CNE). https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/03/Precio_Medio_de_Mercado-Estabilizado.xlsx
- [95] Comisión Nacional de Energía (CNE) <https://energiamaps.cne.cl/#>
- [96] CMP (2023). *Implementamos nuestros primeros buses eléctricos en valle del Huasco*.
<https://www.cmp.cl/implementamos-nuestros-primeros-buses-electricos-en-el-valle-del-huasco/>
- [97] Cursos Tesla (2021). *Componentes básicos de una línea de transmisión de alta tensión*.
Obtenido de: <https://cursos Tesla.com/componentes-basicos-de-una-linea-de-transmision-de-alta-tension/>

- [98] Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas SA. *Proyecto de eficiencia energética*. <https://emalsa.es/informacion/proyecto-de-eficiencia-energetica-en-la-edam-las-palmas-iii-mejora-del-consumo-especifico-en-bastidores-fg/>
- [99] Entropie Veolia (2023). *Sea water desalination plant in Chile 2016*. <https://www.entropie.com/resources/case-studies/sea-water-desalination-plant-chile>
- [100] Enel Green Power (2023). *La Energía Solar*. Obtenido de: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar>
- [101] Energía Solar (2022). *¿Qué es un heliostato?* <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/componentes/heliostato>
- [102] Freightliner (2020). *Freighliner M2 112 Plus Spectr.* <https://freightliner.com/trucks/m2-112-plus/>
- [103] Generadoras de Chile (2023). *Tipos de Tecnologías*. <http://generadoras.cl/>
- [104] Generadoras de Chile (2023). *Boletín Mercado eléctrico sector generación enero 2023*. <http://generadoras.cl/media/page-files/2270/Boletin-Mercado-Elctrico-Generadoras-de-Chile-Enero-2023.pdf>
- [105] Google Earth Version 9.180.0.0 (18 de Abril 2021), Huasco Chile. 28°17'32"S 70°47'54"W. Altitud de cámara 4140[m]. Maxar Technologies CNES/Airbus
- [106] Google Earth Version 9.180.0.0, Región de Atacama Chile. 28°29'12"S 70°53'59"W. Altitud de cámara 67[km]. Maxar Technologies CNES/Airbus DATA SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO, Airbus.
- [107] Hydroec (2023). *Filtros Lecho Profundo (Multicama)*. <https://www.hydrovec.com/aqua-knowledge/filtros-lecho-profundo-multicama/>
- [108] Iberdrola (2023). *Energía eólica ¿Qué es la energía eólica, cómo se transforma en electricidad y cuáles son sus ventajas?* <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>.
- [109] IDE Technologies (2023). *Thermal Desalination*. https://www.ide-tech.com/en/solutions/desalination/thermal-desalination-med-mvc/?data=item_1
- [110] Junta de Vigilancia de la cuenca del Río Huasco y sus afluentes (2023). *Embalse Santa Juana*. <https://www.riohuasco.cl/embalse-santa-juana/>
- [111] Komatsu (2023). *Electric drive mining trucks - 730E-10*. <https://www.komatsu.com/en/products/trucks/electric-drive-mining-trucks/730e-10/>

- [112] Komatsu (2023). *Electric drive mining trucks - 830E-5*. <https://www.komatsu.com/products/trucks/electric-drive-mining-trucks/830e-5/>
- [113] Mantto Maquinaria. *Mantenimiento maquinaria pesada - ¿Qué es el Rimpull?* <http://manttomaquinaria.blogspot.com/2017/04/que-es-el-rimpull.html>
- [114] Naciones Unidas (2021). *Los mayores operadores financieros apoyan las emisiones neta cero*. <https://www.un.org/es/climatechange/biggest-financial-players-back-net-zero>
- [115] Nelhydrogen. *Nel Hydrogen Electrolysers*. <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-D.pdf>
- [116] PALL Water. *Ficha Técnica - Aria TM FLEX*. <https://www.pallwater.com/aria-flex/product?id=62918637244#>
- [117] Piedmont (2023). *Filter Housing XB-STYLE*. <https://www.piedmontpacific.com/products/xb-style>
- [118] Progress Rail (2023). *EMD to deliver six GT46AC locomotives to Ferronor*. <https://www.progressrail.com/en/Company/News/PressReleases/EMDtoDeliver6GT46ACLocomotives.html> (Verificado el 17-01-2023)
- [119] Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile.
- [120] Quench (2023). *Reverse Osmosis Water Filters With Superior Filtration*. <https://quenchwater.com/water-coolers/reverse-osmosis-water-filters/>
- [121] Solar Energy Research Center Chile (SERC Chile). *Iniciativa Ayllu Solar. Manual sobre instalaciones de plantas fotovoltaicas*. https://ayllusolar.cl/wp-content/uploads/2018/05/manual_instalaciones_fotovoltaicas.pdf
- [122] Teck (2023). *Proyecto Nueva Unión*. <https://www.teck.com/operations-es/chile-es/proyectos-es/nuevaunion-es/>
- [123] The Process Piping (2023). *Introduction to Pigging in Pipeline*. <https://www.theprocesspiping.com/introduction-to-pigging-in-pipeline/>
- [124] U.S. Bureau of Labor Statistics. *12-month percentage change, Consumer Price Index, metropolitan areas, all items. Database*. <https://www.bls.gov/charts/consumer-price-index/consumer-price-index-by-metro-area.htm>
- [125] Universidad de Chile. *Repaso de Mecánica de Fluidos, Profesor Aldo Tamburrino T*. https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2012/1/CI4101/1/material_docente/bajar?id=415366
- [126] Veolia (2023). *Electrodialysis (ED)*. <https://www.watertechnologies.mx/products/electrodialysis-ed>

- [127] Volvo Trucks (2023). <https://www.volvotrucks.com.ar/content/dam/volvo-trucks/markets/argentina/fichas-técnicas-volvo-fmx/Nuevo%20FMX%208x4R.pdf>.
- [128] Wärtsilä (2023). *Water & Waste, Multi Stage Flash Evaporators*. <https://www.wartsila.com/waw/freshwater/multi-stage-flash-evaporators>
- [129] AEDyR (2020). *Diferencias entre microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y osmosis inversa*. <https://aedyr.com/diferencias-microfiltracion-ultrafiltracion-nanofiltracion-osmosis-inversa/>
- [130] Lenntech (2023). *Tratamiento de salmuera – Osmosis Forzada*. [https://www.lenntech.es/processes/Brine-Treatment/conventional-brine-treatment/fo.htm#:~:text=La%20%C3%93smosis%20Forzada%20\(FO%20por,y%20las%20part%C3%ADculas%20m%C3%A1s%20grandes.](https://www.lenntech.es/processes/Brine-Treatment/conventional-brine-treatment/fo.htm#:~:text=La%20%C3%93smosis%20Forzada%20(FO%20por,y%20las%20part%C3%ADculas%20m%C3%A1s%20grandes.)
- [131] Generadoras de Chile (2023). *Generación eléctrica en Chile*. <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- [132] Smith, L. W. (2000). *Stakeholder analysis: a pivotal practice of successful projects*. Paper presented at Project Management Institute Annual Seminars & Symposium, Houston, TX. Newtown Square, PA: Project Management Institute.
- [133] Biblioteca del Congreso Nacional (2020). *Plan de Descarbonización y Estrategia transición justa y sostenible (Plan de trabajo)*. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29300/1/BCN_Plan_de_descarbonizacion_y_Estrategia_de_transicion_justa_Dip.R.Gonzalez_2020_FIN_AL.pdf
- [134] Compañía General de Electricidad (CGE) (2023). *¿Cómo funciona el sector eléctrico en Chile?*. <https://www.cge.cl/sector-electrico/descripcion-general-sector-electrico/>
- [135] Atlas de Riesgos Climáticos (2023). *Explorador de amenazas*. <https://arclim.mma.gob.cl/amenazas/>

Anexo A

Hidrógeno Verde

Anexo B

Contexto y Análisis Ambiental

Anexo C

Modelo Integral de Agua y Energía



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**CDM
Smith**[®]
cdmsmith.com